



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi dell'integrazione di impianti di cattura post-combustione della CO₂ con fonti rinnovabili

Giorgio Cau, Daniele Cocco, Vittorio Tola



ANALISI DELL'INTEGRAZIONE DI IMPIANTI DI CATTURA POST-COMBUSTIONE DELLA CO₂ CON FONTI RINNOVABILI

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

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2012

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

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

Obiettivo: Sviluppo e test di nuovi solventi liquidi per la cattura della CO₂ in impianti alimentati a gas e carbone

Responsabile del Progetto: Stefano Giammartini, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: "Attività di modellistica dei sistemi CCS" – Parte B

Responsabile scientifico ENEA: Paolo Deiana

Responsabile scientifico Università di Firenze: Giorgio Cau

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 IMPIANTI A VAPORE ULTRA SUPER CRITICI (USC).....	7
2.1 SEZIONE DI POTENZA.....	9
2.2 SEZIONE DI PURIFICAZIONE DEGLI INQUINANTI.....	14
2.3 SEZIONE DI RIMOZIONE DELLA CO ₂	15
2.4 SEZIONE DI COMPRESSIONE DELLA CO ₂	20
2.5 EFFETTI DELLA DECARBONIZZAZIONE SULLE PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO USC.....	21
3 LA TECNOLOGIA DEL SOLARE A CONCENTRAZIONE	23
3.1 INTEGRAZIONE FRA SOLARE A CONCENTRAZIONE E IMPIANTI CCS	32
3.2 PRESTAZIONI DEL CAMPO SOLARE	33
4 LE PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO INTEGRATO USC-CCS-CSP	43
4.1 ANALISI ENERGETICA E PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO INTEGRATO USC-CCS-CSP	43
4.2 ANALISI ECONOMICA.....	60
5 CONCLUSIONI.....	65
6 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	67
7 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	69
8 APPENDICE.....	70
9 BREVE CURRICULUM SCIENTIFICO DELL'UNITÀ DI RICERCA.....	73

Sommario

Nel corso della ricerca in oggetto è stato condotto un ampio e approfondito studio sulla possibilità e convenienza dell'integrazione tra sistemi Carbon Capture and Storage (CCS) 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 in integrazione con un impianto a vapore ultrasuper critico (USC), mentre l'impianto CSP è basato su collettori lineari Fresnel.

Lo studio è stato realizzato attraverso complessi modelli di simulazione sviluppati con l'ausilio dei codici commerciali Aspen-Plus e Gate-Cycle per le sezioni USC e CCS e attraverso il codice Meteororm, oltre che mediante codici di previsione delle prestazioni del campo solare sviluppati "in house", per la sezione CSP, che hanno permesso di quantificare gli effetti dei principali parametri operativi e delle differenti configurazioni adottate sulle prestazioni degli impianti.

L'integrazione con il solare permette un incremento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto USC pari, su base annua, a circa l'1%, con un incremento di rendimento dell'impianto USC che può raggiungere al più 0,5 punti percentuali. Valori più elevati si ottengono nei mesi estivi, caratterizzati da una maggiore radiazione incidente, nei quali l'incremento percentuale di energia prodotta si avvicina anche al 2%, con rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica anche pari al 9%, mentre la media annuale non supera il 7%.

I risultati di una analisi economica preliminare evidenziano come l'impiego del solare a concentrazione per la produzione di vapore da utilizzare per la rigenerazione del solvente nei processi di cattura della CO₂ prodotta da impianti USC possa risultare economicamente conveniente solo in presenza di una forte riduzione di costo dei collettori solari (almeno del 60-65% rispetto ai valori attuali). L'analisi mostra infatti come l'impianto USC di base abbia un costo di produzione dell'energia elettrica pari a 4,75 c€/kWh, valore che con l'integrazione con la sezione CCS cresce a 7-8 c€/kWh. Considerando un costo attuale di un campo solare basato su collettori Fresnel nell'intervallo 150-200 €/m², i costi marginali di produzione dell'energia elettrica da fonte solare sono compresi tra 12,5 e 26 c€/kWh, con un conseguente incremento dell'1,8-2,7% del costo totale di produzione dell'energia. Pertanto, solamente nel caso di forti riduzioni di costo dei collettori solari (almeno del 60-65% rispetto agli attuali) l'impiego del solare a concentrazione per la produzione di vapore da utilizzare per la rigenerazione del solvente nei processi di cattura della CO₂ prodotta da impianti USC appare economicamente conveniente.

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 sia l'energia solare che l'energia eolica sono state considerate e valutate allo scopo. Tra le varie possibili opzioni si possono citare:

- Energia termica da sistemi solari a concentrazione (Concentrating Solar Power, CSP) per la rigenerazione del solvente in sistemi di cattura della CO₂ in postcombustione e per soddisfare altre richieste di energia termica dell'impianto di potenza;
- Utilizzo dell'idrogeno, prodotto da impianti di gassificazione integrati con CCS e da fonti rinnovabili come combustibile CO₂-free di supporto ad impianti di potenza basati su CSP;
- Stoccaggio di energia da fonti rinnovabili intermittenti (in particolare eolica) sotto forma di aria compressa per assicurare un completo e continuo soddisfacimento del carico elettrico in impianti IGCC integrati con sistemi CCS;
- Uso dell'energia solare concentrata per la produzione dell'energia termica necessaria alle reazioni di calcinazione e produzione di idrogeno;
- Uso di energia eolica per la rimozione di acqua dai siti di stoccaggio della CO₂.

Nel corso della presente ricerca è stato condotto uno studio sulla opportunità dell'integrazione tra sistemi CCS e impianti CSP, che, tra quelle elencate sopra, appare essere la soluzione più promettente e con maggiori potenzialità di impiego. In particolare 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 la rigenerazione del solvente amminico. La produzione di vapore tramite energia solare permette di ridurre o anche di eliminare, in alcune ore in cui la radiazione solare è particolarmente elevata, la richiesta di vapore da estrarre dalla turbina a bassa pressione dell'impianto USC necessario per alimentare la sezione di cattura della CO₂ per la rigenerazione del solvente.

Per valutare gli effetti dell'integrazione di cui sopra, l'analisi è stata svolta con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a carbone basati sulle più moderne tecnologie di conversione dell'energia e di protezione ambientale, ovvero gli impianti a vapore ultrasupercritici (USC). In particolare, per poter valutare l'integrazione tra impianto solare e sistema CCS, gli impianti USC sono stati analizzati considerando una configurazione più complessa di riferimento che già 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 della disponibilità della radiazione solare media oraria, giornaliera, mensile e annua e dell'efficienza dei sistemi di raccolta appositamente sviluppati presso il DIMCM basati su modelli fisico-matematici standardizzati.

Attraverso i modelli succitati si sono analizzate dapprima nel dettaglio le prestazioni del sistema di generazione elettrica, 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. L'impianto USC preso in esame si basa su un ciclo con surriscaldamento del vapore, un solo

risurriscaldamento e otto spillamenti di vapore. A valle dell'impianto USC si considera un sistema di depurazione dei gas reflui basato su tradizionali sistemi per la rimozione di particolato, SO_x e NO_x. È stata poi valutata l'integrazione dell'impianto USC con un sistema di rimozione della CO₂ basato su un processo di assorbimento chimico con una soluzione acquosa di MEA (Mono-Etanolamina).

La seconda fase della ricerca ha riguardato lo studio degli impianti solari a concentrazione. A differenza dei collettori solari piani, che non consentono di produrre energia termica a temperature superiori a circa 100°C, 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. Peraltro, questa tecnologia ha anche la peculiarità di poter integrare un sistema di accumulo termico, che consente di accumulare l'energia termica prodotta dal campo solare nei momenti di elevata disponibilità di radiazione solare e di utilizzarla successivamente quando richiesto dall'utenza. 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. 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%). Oltre che nelle ore notturne, infatti, essa non è disponibile nelle ore in cui la nuvolosità elevata non consente di ottenere il valore minimo della radiazione necessario per il funzionamento dei collettori. Inoltre in gran parte delle ore di funzionamento dei collettori la produzione di energia è comunque inferiore a quella massima nominale. 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 la rigenerazione del solvente è completamente a carico dell'estrazione di vapore dalla turbina di bassa pressione (effettuata ad una pressione di 3,3 bar, corrispondente ad una temperatura di saturazione leggermente superiore a 135 °C). Pertanto nelle ore di funzionamento dell'impianto USC in integrazione con il solare, cioè quando la sezione CCS è alimentata completamente o in parte con vapore prodotto dal campo 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 tre differenti valori di efficienza di rimozione della CO₂ del sistema CCS (50%, 70% e 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, dovuto alla minore estrazione di vapore di bassa pressione, e il conseguente incremento del rendimento globale, sia il rendimento di conversione dell'energia solare. In alcuni casi 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.

Infine è stata effettuata un'analisi preliminare dei costi con la valutazione del costo marginale di produzione dell'energia valutato in funzione del costo dei collettori Fresnel. Infatti essendo una tecnologia non ancora consolidata a livello commerciale, il loro costo è in continua evoluzione.

2 Impianti a vapore Ultra Super Critici (USC)

L'utilizzo del carbone come combustibile per impianti di generazione di energia elettrica svolge, e svolgerà ancora in futuro, un ruolo fondamentale nel panorama energetico mondiale. Attualmente, affidabilità, sicurezza di approvvigionamento, costi competitivi del combustibile e dell'energia elettrica rendono la costruzione di impianti a vapore alimentati a carbone una delle soluzioni più vantaggiose per la generazione elettrica. L'invecchiamento del parco mondiale di impianti a carbone e la crescente domanda di energia elettrica rendono inoltre necessaria la costruzione di nuovi impianti.

Le richieste di un uso sostenibile delle risorse e i maggiori sforzi volti alla riduzione delle emissioni in atmosfera di CO₂ per il contenimento del riscaldamento globale, spingono d'altra parte verso la ricerca di soluzioni sempre più efficienti in termini di rendimento di conversione e di impatto ambientale [1-3]. L'incremento dell'efficienza dell'impianto garantisce minori consumi di combustibile con conseguenti minori costi e maggiore attenzione alla conservazione delle risorse naturali. Inoltre una maggiore efficienza riduce la portata di gas allo scarico minimizzando le emissioni inquinanti e contribuendo al rispetto dei limiti di emissione sempre più stringenti.

A tale scopo è necessaria l'ottimizzazione dei parametri operativi degli impianti a vapore alimentati a carbone, con tecniche quali, tra le altre, l'aumento della pressione e della temperatura massima del ciclo, la riduzione (ove possibile) della temperatura (e quindi della pressione) di condensazione, il miglioramento del rendimento interno delle turbine, ecc. Un incremento della temperatura massima del ciclo pari a 20°C, ad esempio, determina un incremento del 2% del rendimento globale dell'impianto [4-5]. La temperatura minima è dipendente dalla sorgente di raffreddamento, torre evaporativa o acqua di mare. La temperatura di condensazione, e conseguentemente la pressione, varia dunque in funzione della località di installazione; inoltre un impianto raffreddato ad acqua di mare presenta un rendimento superiore di 1,5-2 punti percentuali rispetto ad un uguale impianto raffreddato con torri evaporative. I benefici dell'incremento della pressione massima sono più limitati rispetto all'incremento della temperatura massima [6] e inoltre maggiori pressioni comportano tubazioni più spesse con limitazioni per il trasferimento del calore.

Questo è il contesto in cui si sviluppano lo studio e la realizzazione degli impianti UltraSuperCritici (USC). Gli impianti USC rappresentano l'evoluzione tecnologica degli impianti a vapore convenzionali, ma si differenziano da questi per le più spinte condizioni operative [7-12]. Pressioni e temperature del vapore prodotto in caldaia possono essere notevolmente più elevate, raggiungendo valori anche superiori a 300 bar e 620 °C, ben al di sopra del punto critico dell'acqua (pari a 220,6 bar e 374 °C). Il conseguimento di tali valori di pressione e temperatura è strettamente legato all'impiego di materiali idonei a sopportare le più gravose condizioni di esercizio [13-14], mentre non sono necessarie modifiche significative al progetto degli schemi funzionali degli impianti. Infatti la temperatura massima è vincolata all'uso di acciai legati che possano operare a quelle temperature per una durata idonea senza rotture [5].

La maggior parte degli impianti a carbone esistenti è tuttora basata su tecnologie convenzionali con caratteristiche operative del vapore (temperature e pressioni massime tipicamente nei campi 540-560 °C e 160-200 bar) che portano a rendimenti globali di impianto che difficilmente superano il 40%. Sebbene gli impianti USC siano stati concepiti intorno agli anni '20 del secolo scorso e a partire dagli anni '70 si sia avuto un progressivo miglioramento delle condizioni operative del vapore, solo negli ultimi decenni si sono adottate soluzioni tecnologiche che hanno permesso di realizzare impianti operanti con temperature fino a 600-620 °C, con rendimenti globali di impianto anche superiori al 45-46%. Le ricerche in atto negli ultimi anni si prefiggono come obiettivo un ulteriore innalzamento delle condizioni termodinamiche del vapore prodotto in caldaia, con la previsione del raggiungimento di pressioni fino a 350 bar e di temperature fino a 700 °C, al fine di ottenere rendimenti dell'impianto perfino del 50%.

È importante anche evidenziare come in corrispondenza di una temperatura del vapore di 700 °C gli acciai dei tubi surriscaldatori devono operare a temperature fino a circa 740 °C con temperature dei gas nella zona adiacente di circa 770 °C [16].

Nella tabella 2.1 si riporta un elenco (non esaustivo) degli impianti USC realizzati nel mondo nell'ultimo decennio. Nella tabella sono indicati il nome dell'impianto, con la sua collocazione geografica, la potenza

prodotta, la pressione massima (espressa in MPa e in psi) e la temperatura di surriscaldamento e risurriscaldamento del vapore (espressa in °C e in °F), e infine l'anno di costruzione.

Tabella 2.1 Impianti USC realizzati nel mondo nell'ultimo decennio

Pos	Power Plant Name	Country	Power Output MW _{GROSS}	Live Steam MPa / °C / °C (psi / °F / °F)	COD
01	Council Bluffs	USA (IA)	790	25.5 / 565 / 565 (3690/1050/1050)	2007
02	Weston 4	USA (WI)	500	26.2 / 580 / 580 (3800/1076/1076)	2007
03	Comanche 3	USA (CO)	750	26.2 / 570 / 570 (3800/1055/1055)	2009
04	Elm Road 1 & 2	USA (WI)	2 x 600	26.2 / 570 / 570 (3800/1055/1055)	2009
05	Iatan 2	USA (MO)	900	25.5 / 585 / 585 (3686/1085/1085)	2010
06	Genesee 3	Canada	495	25.0 / 570 / 568 (3626/1058/1054)	2005
07	RPP NRW _{60Hz}	USA	800	28.5 / 600 / 610 (4134/1112/1130)	2010
08	Lippendorf	Germany	934	26.7 / 554 / 583 (3873/1029/1081)	1999
09	Boxberg 1	Germany	907	26.6 / 545 / 581 (3860/1013/1078)	2000
10	Niederaussem	Germany	1027	27.5 / 580 / 600 (3989/1076/1112)	2003
11	RPP NRW _{50Hz}	Germany	600	28.5 / 600 / 620 (4134/1112/1148)	2008
12	Boa 2 Neurath	Germany	2 x 1100	26.0 / 595 / 595 (3771/1103/1103)	2010
13	Nordjylland 3	Denmark	411	29.0 / 582 / 580 (4206/1080/1076)	1998
14	Avedoere 2	Denmark	450	30.0 / 580 / 600 (4351/1076/1112)	2002
15	Hemweg 8	The Netherlands	680	26.5 / 540 / 568 (3844/1004/1054)	1994
16	Tachibana-Wan	Japan	1050	25.9 / 600 / 610 (3756/1112/1130)	2000
17	Hitachi-Naka 1	Japan	1000	25.4 / 604 / 602 (3684/1119/1116)	2003
18	Isogo 1	Japan	600	28.0 / 605 / 613 (4061/1121/1135)	2002
19	Changshu	PR China	3 x 600	24.8 / 543 / 571 (3684/1009/1060)	2006
20	Wangqu	PR China	2 x 600	27.5 / 571 / 569 (3989/1060/1056)	2007
21	Waigaoqiao	PR China	2 x 900	27.9 / 542 / 562 (4047/1008/1044)	2004
22	Zouxian IV	PR China	2 x 1000	27.0 / 600 / 600 (3916/1112/1112)	2008
23	Huaneng	PR China	4 x 1000	26.5 / 600 / 600 (3844/1112/1112)	2008

La valutazione delle prestazioni di impianti a vapore operanti in condizioni operative 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 eventuale rimozione della CO₂.

In questa prima parte dello studio è presentata un'analisi delle prestazioni di un impianto a vapore ultrasupercritico (USC) 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, che verranno descritti in dettaglio nel seguito, mentre la sezione di decarbonizzazione si basa su un impianto di rimozione chimica con ammine. Lo studio si inquadra in una approfondita ricerca sugli impianti USC i cui primi risultati sono stati presentati nei precedenti rapporti RSE283/2011 "Analisi e modellazione dei processi di conversione termica del carbone con trattamento e conversione degli effluenti gassosi prodotti" e RSE207/2012 "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".

Le prestazioni dell'impianto sono state valutate, come detto, 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. Nel seguito viene riportata una descrizione dettagliata della configurazione di impianto con la suddivisione nelle tre sezioni principali (impianto a vapore USC, sezione di purificazione dei gas di scarico e impianto di rimozione della CO₂).

Lo studio sulle prestazioni degli impianti USC è stato effettuato considerando l'impianto alimentato con un carbone a basso tenore di zolfo. Le principali caratteristiche del carbone quali potere calorifico e analisi immediata ed elementare sono riportate nelle seguenti tabelle 2.2 e 2.3, mentre la metodologia utilizzata per valutare tutte le altre caratteristiche costitutive (quali, ad esempio, composizione dei volatili, composizione dei gas da volatili...) è riportata in Appendice.

Tabella 2.2. Analisi elementare del carbone

Composizione massica %	
C	65,66
H	3,64
O	6,84
N	1,61
S	0,85
Umidità	7,00
Ceneri	14,40

Tabella 2.3. Analisi approssimata del carbone

Composizione massica %	
Carbonio fisso	52,70
Materia volatile	25,90
Umidità	7,00
Ceneri	14,40
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 (è stata fissata la potenza primaria fornita con il combustibile, assunta pari a 1500 MW). In realtà gli impianti a vapore ultra super critici di ultima generazione hanno potenze elettriche dell'ordine di 1 GW, ma in questo caso si è scelto di limitare la potenza considerando l'integrazione con la sezione di rimozione della CO₂.

In particolare l'impianto 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. Il primo e il secondo spillamento sono effettuati rispettivamente in uno stadio intermedio e all'uscita della turbina di alta pressione, i successivi due in stadi intermedi della turbina di media pressione, il quinto, che alimenta il degasatore, all'uscita della turbina di media pressione. Gli ultimi tre spillamenti sono effettuati nella turbina di bassa pressione.

A titolo esemplificativo in figura 2.1 è riportato uno schema funzionale semplificato di un impianto USC.

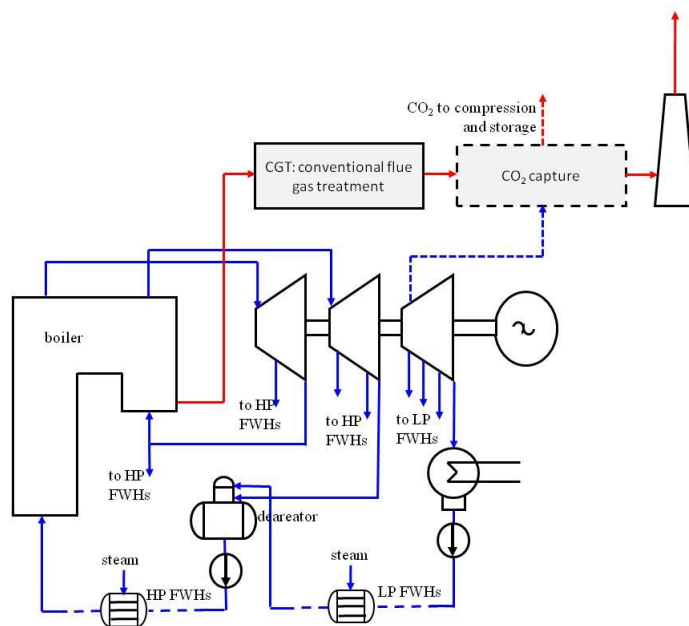


Figura 2.1 Schema esemplificativo di impianto USC

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

Oltre ad operare ad una pressione maggiore di quella critica, i più moderni impianti USC sono caratterizzati da una temperatura massima del vapore surriscaldato e risurriscaldato sensibilmente maggiore delle corrispondenti temperature tipiche degli impianti sub-critici convenzionali. Il contemporaneo aumento della temperatura e della pressione del vapore surriscaldato e risurriscaldato consente pertanto un sensibile aumento delle prestazioni (in particolare rendimento e potenza specifica) senza un deterioramento delle caratteristiche del vapore alla fine della sua espansione e, quindi, senza penalizzazioni per la turbina a vapore.

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 RSE283/2011 "Analisi e modellazione dei processi di conversione termica del carbone con trattamento e conversione degli effluenti gassosi prodotti".

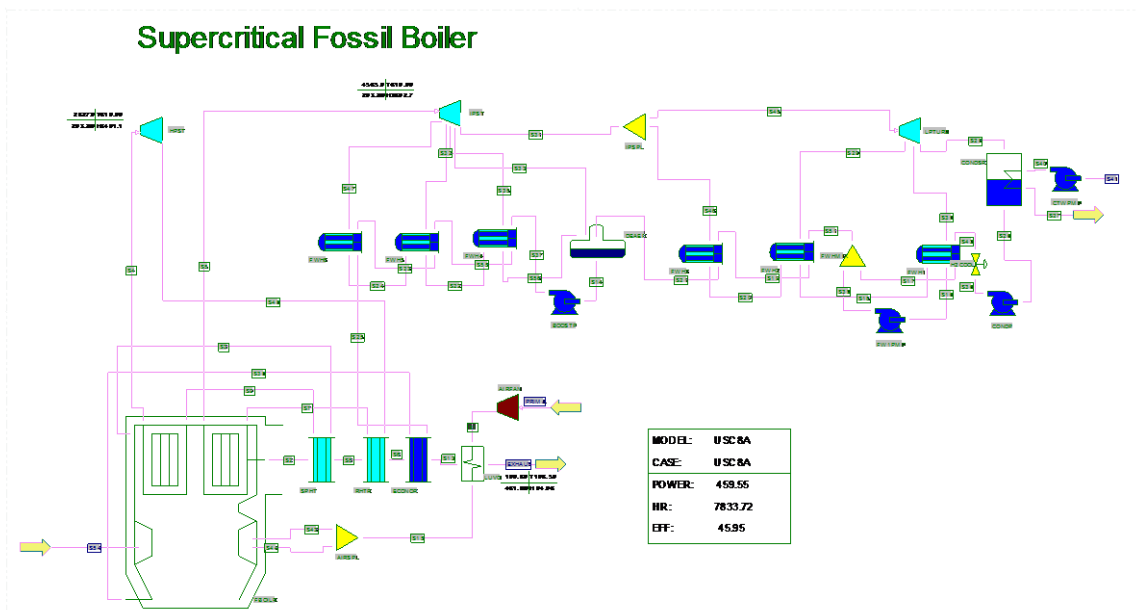


Figura 2.2 Schema Gate-Cycle dell'impianto USC

Le prestazioni sono state valutate con riferimento all'impianto mostrato in figura 2.2, le cui principali caratteristiche operative e funzionali sono riportate nella seguente tabella 2.4. La portata di carbone in ingresso è tale da fornire una potenza termica del combustibile pari a 1500 MW.

Tabella 2.4 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

In tabella 2.5 sono indicate portata, pressione e temperatura del fluido operativo nei punti caratteristici dell'impianto USC.

Tabella 2.5 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

Nella tabella 2.6 sono riportati i rendimenti delle turbomacchine (turbine a vapore, pompe e ventilatori) presenti nell'impianto USC.

Tabella 2.6 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	

In tabella 2.7 sono riportate le principali caratteristiche degli scambiatori a superficie della linea di rigenerazione dell'acqua di alimento

Tabella 2.7 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

In tabella 2.8 sono riportate le principali perdite nello impianto USC

Tabella 2.8 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

Nella successiva tabella 2.9 sono riportate, infine, le principali prestazioni dell'impianto USC.

Tabella 2.9 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

Le prestazioni dell'impianto vengono riportate con maggiore dettaglio nella successiva tabella 2.10. In particolare in tabella vengono riportate le potenze delle singole turbine a vapore, delle pompe e del ventilatore asservito alla compressione dell'aria comburente in ingresso al generatore di vapore.

Tabella 2.10 Principali prestazioni dell'impianto USC

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

In tabella 2.11 è presente la composizione dei fumi all'uscita dell'impianto USC

Tabella 2.11 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 denitrificazione basato sulla riduzione catalitica degli ossidi di azoto (SCR, Selective Catalytic Reduction), dei filtri elettrostatici (ESP, Electrostatic Precipitators) per la rimozione del particolato e un sistema di rimozione a freddo degli ossidi di zolfo (FGD, flue gas desulphurization).

Il processo di denitrificazione si ottiene attraverso l'iniezione di ammoniaca nel gas da purificare. L'ammoniaca reagisce con gli NO_x 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. I processi SCR assicurano di norma una efficienza di rimozione attorno al 90%, conducendo a concentrazioni di NO_x inferiori a anche a 80-100 mg/m³ (in Italia il limite di emissione da impianti di

produzione elettrica per gli NO_x è di 200 mg/Nm^3). I ventilatori della sezione SCR richiedono una potenza elettrica che è circa l'1% della potenza dell'impianto [16].

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 ad 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 [17].

A partire dagli anni 70, i sistemi FGD sono utilizzati per raggiungere i restrittivi limiti riguardanti le emissioni di SO_x da impianti di produzione elettrica, (in Italia pari a 200 mg/Nm^3). Infatti, nella configurazione wet-scrubbers, i sistemi FGD assicurano una efficienza di rimozione del 90-95% (e perfino maggiore), con una disponibilità superiore al 99%. I sistemi di desolforazione operano principalmente a bassa temperatura con una perdita di carico di 5-10 kPa. Di norma una richiesta elettrica pari all'1-2% della potenza totale è richiesta dal sistema FGD, riducendo l'efficienza globale di 0,4-0,8 punti percentuali [18].

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 combusti.

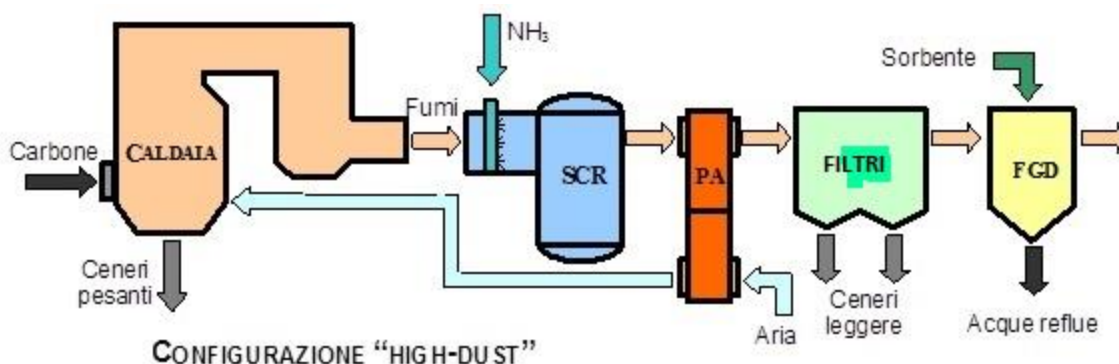


Figura 2.3 Configurazione High dust

Le perdite di carico nella sezione di purificazioni dei gas sono state assunte pari a 0,14 bar, così ripartite: 0,08 bar nella sezione di desolforazione, 0,06 nel denitrificatore e 0,02 nei filtri a manica. Globalmente l'analisi mostra che la sezione CGT richiede una potenza elettrica di 14,0 MW per l'azionamento del ventilatore necessario a vincere le perdite di carico, causando una riduzione del rendimento dell'impianto USC di circa 1 punto percentuale.

2.3 Sezione di rimozione della CO_2

I processi di rimozione da un gas dei composti acidi e, nello studio in oggetto, della CO_2 , 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 deve ricadere su un processo di assorbimento chimico. L'assorbimento è il passaggio di un componente presente nel gas da purificare in fase gassosa, in una fase liquida, in cui il componente gassoso stesso è solubile. Il processo di desorbimento successivo, meglio conosciuto con il nome di stripping, prevede invece il passaggio del componente dalla fase liquida in cui è

disciolto, ad una fase gassosa. I processi di assorbimento chimico, in particolare, sono caratterizzati da una rimozione del componente gassoso attraverso una reazione chimica con il solvente con la formazione di differenti composti. Di norma per separare l'anidride carbonica da una corrente gassosa, si utilizzano principalmente solventi a base di alcanolammine.

In figura 2.4 viene rappresentato lo schema della sezione di decarbonizzazione basata su un processo di assorbimento chimico.

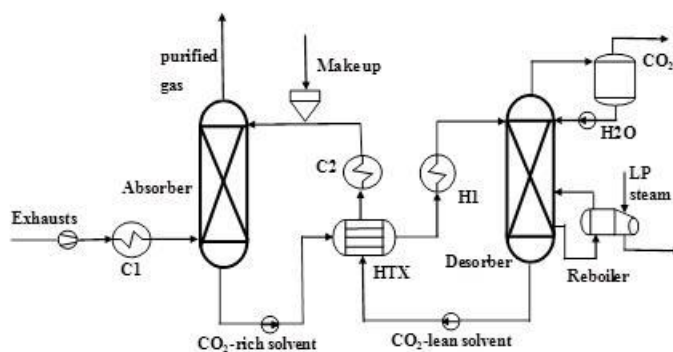


Figura 2.4 Schema della sezione di decarbonizzazione

Nella sezione di decarbonizzazione con solvente chimico è presente una colonna di assorbimento, nella quale parte della CO₂ presente nel gas in ingresso viene assorbita dal solvente liquido povero in CO₂. Nella sezione è presente anche una colonna di desorbimento, nella quale la CO₂ assorbita dal solvente viene rilasciata sotto forma gassosa. Sono presenti degli scambiatori di calore al fine di riscaldare il solvente ricco in CO₂ prima dell'ingresso nella sezione di desorbimento e di raffreddare il solvente povero in CO₂ all'ingresso della colonna di assorbimento. Inoltre la circolazione del solvente nella sezione è garantita da alcune pompe.

Nel presente studio si è considerato un sistema di rimozione della CO₂, integrato con gli impianti USC, basato su un processo di assorbimento chimico con una soluzione acquosa di MEA (Mono-Etanolammina). Sebbene, come noto, siano state sviluppate numerose tecnologie di decarbonizzazione, molte delle quali anche energeticamente più convenienti, i processi di assorbimento chimico con ammine sono attualmente i più idonei per la separazione della CO₂ dai gas reflui di impianti a vapore convenzionali essendo i gas a pressione pressoché atmosferica. Pertanto la scelta è ricaduta sull'assorbimento mediante MEA in quanto basato su una delle tecnologie più consolidate ed applicate commercialmente [19-23]. In figura 2.5 viene presentato lo schema della sezione di decarbonizzazione utilizzato in ambiente ASPEN.

Dopo la sezione di purificazione i gas di scarico vengono raffreddati e inviati ad un ventilatore che serve a fornire la sovrappressione necessaria per vincere le perdite di carico della sezione di decarbonizzazione (imposte pari al 5%). Nella fattispecie, la potenza richiesta dal ventilatore è pari a 4,2 MW. In uscita dal ventilatore i gas entrano nella colonna di assorbimento, dove avviene la rimozione della CO₂ attraverso l'utilizzo di un solvente chimico (soluzione MEA + acqua). Il solvente concentrato, ricco in CO₂, viene prelevato dal fondo della colonna di assorbimento e inviato alla colonna di rigenerazione nella quale avviene lo stripping dei gas acidi, con il ricircolo del solvente povero in CO₂, alla colonna di assorbimento. Nella sezione sono presenti anche alcuni scambiatori di calore destinati allo scambio termico tra la soluzione ricca in CO₂ e quella povera. I gas depurati dopo il processo di assorbimento vengono infine inviati al camino.

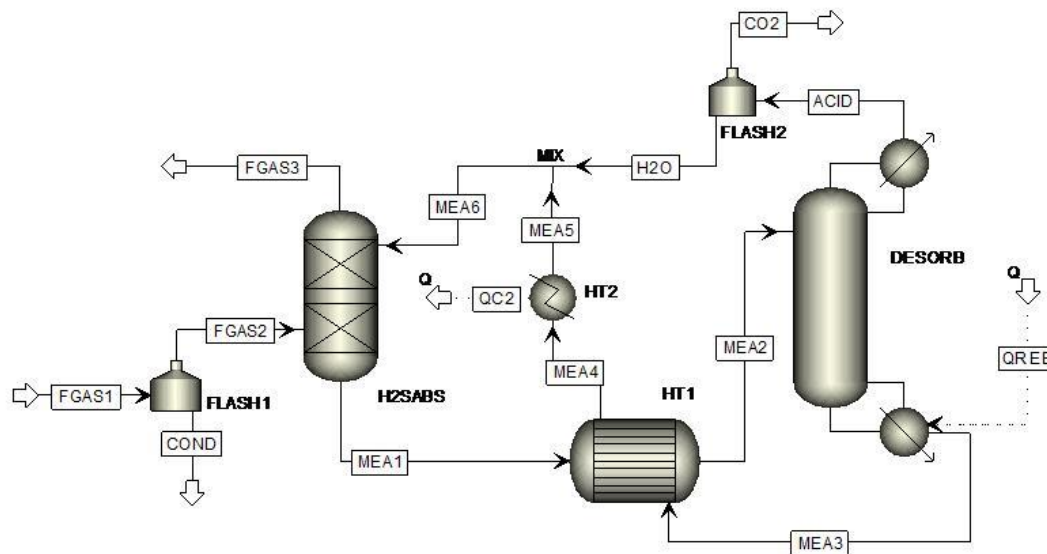


Figura 2.5 Schema ASPEN della sezione di decarbonizzazione

L'analisi delle prestazioni dell'impianto di decarbonizzazione è stata condotta in condizioni di equilibrio. In realtà, il processo di assorbimento della CO₂ da parte di una soluzione acquosa di MEA è un processo chimico regolato dalla cinetica di reazione e pertanto avrà una efficienza di rimozione inferiore rispetto a quanto calcolato all'equilibrio. Tuttavia le differenze sono molto modeste e pertanto all'assunzione di processo all'equilibrio consegue un'approssimazione accettabile nel calcolo degli scambi energetici del sistema. Ovviamente questo approccio non potrebbe essere adottato nella progettazione della colonna di assorbimento, ma questa problematica esula dallo scopo del presente studio. Inoltre nel processo di decarbonizzazione il solvente è destinato all'assorbimento di un solo gas acido e pertanto lo studio del processo in condizioni di equilibrio non crea 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.

Nel precedente rapporto 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.

In particolare questi parametri sono:

- 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.

Non essendo la CO₂ un inquinante, non è necessaria una sua completa rimozione dai gas di scarico. Pertanto, al fine di valutare le prestazioni del sistema di cattura della CO₂, è importante introdurre una efficienza di rimozione del sistema definita quale rapporto tra la CO₂ assorbita dall'impianto di decarbonizzazione e la CO₂ presente nei gas di scarico all'ingresso della colonna di assorbimento.

L'efficienza di rimozione della CO₂ è funzione della frazione massica di MEA e del rapporto tra le frazioni molari di CO₂ e MEA nella soluzione povera acqua/ammina all'ingresso della colonna di assorbimento, e delle temperature del gas e della soluzione, assunte uguali in questa analisi. Detta efficienza, a parità di portata di solvente all'ingresso della colonna, aumenta grazie alla maggiore capacità di assorbimento della soluzione all'aumentare della frazione massica di MEA, al diminuire della temperatura nella colonna di assorbimento e al diminuire del rapporto molare CO₂/MEA. Tuttavia, mentre il limite massimo della frazione massica della MEA nella soluzione è dovuto a problemi di corrosione, per la temperatura e il rapporto molare le limitazioni sono di natura economica in quanto per valori troppo piccoli di questi due parametri la richiesta energetica per il raffreddamento del syngas e della soluzione, non più possibile attraverso un semplice processo di raffreddamento ad aria, e per la rigenerazione del solvente sarebbe troppo gravosa.

Le condizioni operative ottimali per la colonna di assorbimento, valutate attraverso un'analisi dettagliata riportata nel precedente rapporto, prevedono che la frazione massica di MEA e il rapporto tra le frazioni molari di CO₂ e MEA nella soluzione povera acqua/ammina all'ingresso della colonna di assorbimento siano rispettivamente pari a 30% e a 0,28, mentre la temperatura del syngas e della soluzione è stata assunta pari a 35 °C.

Per ottenere valori sufficientemente elevati dell'efficienza di rimozione (80-90%) sono richieste portate specifiche di solvente dell'ordine di 3-4,5 kg per kg di gas di scarico all'ingresso della colonna di assorbimento, a seconda della efficienza di rimozione richiesta e dei differenti parametri operativi prescelti, mentre la potenza termica richiesta per lo stripping della CO₂, funzione dell'efficienza di rimozione, si attesta attorno a 3,5 GJ/t CO₂, per una efficienza di rimozione del 90%.

Nelle figure 2.6-2.7 che seguono sono riportate l'energia termica specifica (espressa in GJ per tonnellata di CO₂ rimossa) richiesta nel reboiler in funzione dell'efficienza di rimozione e la potenza termica richiesta dalla sezione di assorbimento in funzione della efficienza di rimozione, entrambe per le condizioni operative di riferimento.

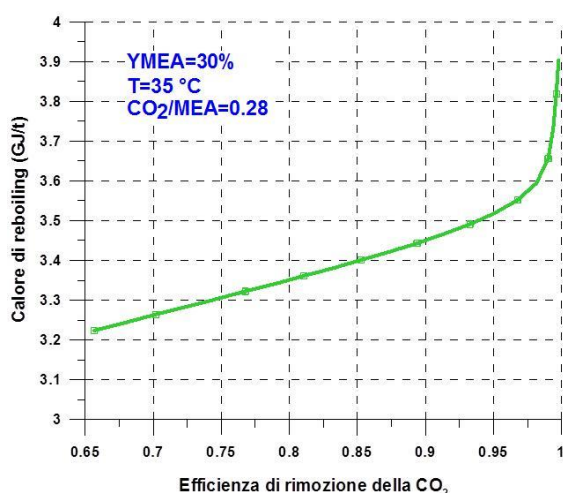


Figura 2.6 Energia termica specifica al reboiler in funzione della efficienza di rimozione della CO₂.

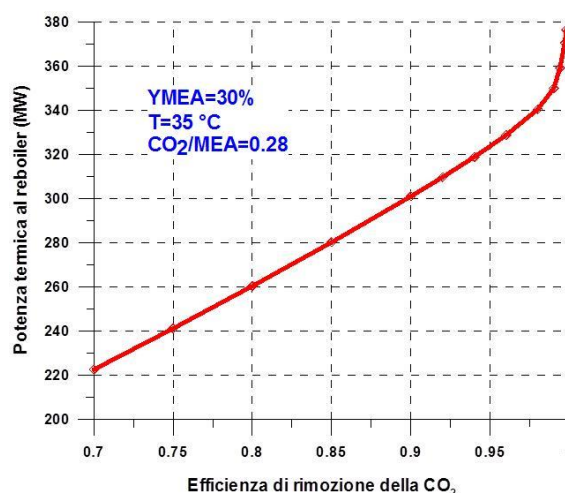


Figura 2.7 Potenza termica al reboiler in funzione della efficienza di rimozione della CO₂.

La potenza termica richiesta, specifica o totale, varia pressoché linearmente sino ad una efficienza di rimozione del 95% circa, dopo cresce molto più velocemente. Dalla figura 2.7 emerge come, nell'impianto USC in esame, per ottenere una rimozione della CO₂ rispettivamente pari al 90% e al 70% sia necessaria una potenza termica di 451,5 MW e 332,0 MW rispettivamente, che deve esse fornita dall'impianto a vapore.

Una potenza termica notevolmente inferiore (218,1 MW) è invece richiesta per la rigenerazione del solvente nel caso si limiti l'efficienza di rimozione della CO₂ al 50%. Un simile valore di efficienza è al di sotto dei valori tipicamente studiati per impianti CCS, ma, come sarà mostrato nel capitolo 4, assume importanza nel caso di impianti CCS integrati con la sezione solare.

Nella tabella 2.12 sono indicate portata, pressione e temperatura del vapore nei punti caratteristici dell'impianto USC, nel caso di rimozione della CO₂ con efficienza di rimozione uguale al 50%, al 70% e al 90%. L'analisi è effettuata nell'ipotesi che l'impianto USC sia progettato per funzionare in condizioni di design per quelle efficienze di rimozione.

Tabella 2.12 Portate, pressione e temperature dell'impianto USC integrato con sezione rimozione della CO₂

	portata	portata	portata	pressione	temperatura
	(kg/s)	(kg/s)	(kg/s)	(bar)	(°C)
	Eff.rim.50%	Eff.rim.70%	Eff.rim.90%		
ingresso turbina HP	535,9	535,9	535,9	268,0	600
uscita turbina HP	488,5	488,5	488,5	67,0	379,3
ingresso turbina IP	450,1	450,1	450,1	64,3	610
uscita turbina IP	399,4	399,4	399,4	7,0	283,3
ingresso turbina LP	379,8	380,3	380,8	7,0	283,3
uscita turbina LP	237,0	195,8	152,6	0,044	30,6
1° spillamento	47,4	47,4	47,4	108,0	449,7
2° spillamento	38,4	38,4	38,4	67,0	379,3
3° spillamento	26,2	26,2	26,2	36,5	516,5
4° spillamento	24,5	24,5	24,5	19,0	418,8
5° spillamento	19,6	19,1	18,5	7,0	283,3
6° spillamento	112,8	160,2	209,8	3,3	196,4
Allo scambiatore numero 6	16,3	13,3	10,0	3,3	196,4
Alla sezione di rimozione CO ₂	96,5	146,9	199,8	3,3	196,4
7° spillamento	14,8	12,0	9,1	1,12	102,8
8° spillamento	15,1	12,2	9,3	0,35	72,7
acqua alimento ingresso degasatore	379,7	380,3	380,8	13,0	131,2
acqua alimento uscita degasatore	535,9	535,9	535,9	7,0	165,0
acqua alimento ingresso GV	535,9	535,9	535,9	284,7	309,0
acqua raffr. ingresso condensatore	15335	12624	9811	1,51	18,2
acqua raffr. uscita condensatore	15335	12624	9811	1,01	26,2
aria ingresso GV	602,5	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 2.5 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, mentre incrementi notevoli di portata nella sezione a bassa pressione si riscontrano con l'aumento dell'efficienza di rimozione. In particolare aumenta notevolmente la portata del 6° spillamento a causa della richiesta di vapore della sezione di rimozione della CO₂. La portata di vapore destinata al reboiler è pari a circa 96 kg/s nel caso di efficienza di rimozione pari al 50%, e aumenta notevolmente con l'efficienza di rimozione (145 kg/s nel caso di efficienza di rimozione pari al 70% e quasi 200 kg/s nel caso di efficienza di rimozione di CO₂ pari al 90%). L'elevata richiesta di vapore nella sezione di rimozione CO₂ riduce la portata di vapore nella sezione di bassa pressione influenzando notevolmente le portate degli spillamenti e soprattutto la portata di acqua di refrigerazione al condensatore che nel caso di rimozione CO₂ pari al 90% è più che dimezzata (da 20500 kg/s a 9800 kg/s) rispetto alla portata del condensatore nell'impianto USC privo di sezioni di rimozione della CO₂.

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 2.8 è mostrato lo schema di impianto della sezione di compressione della CO₂ in ambiente ASPEN.

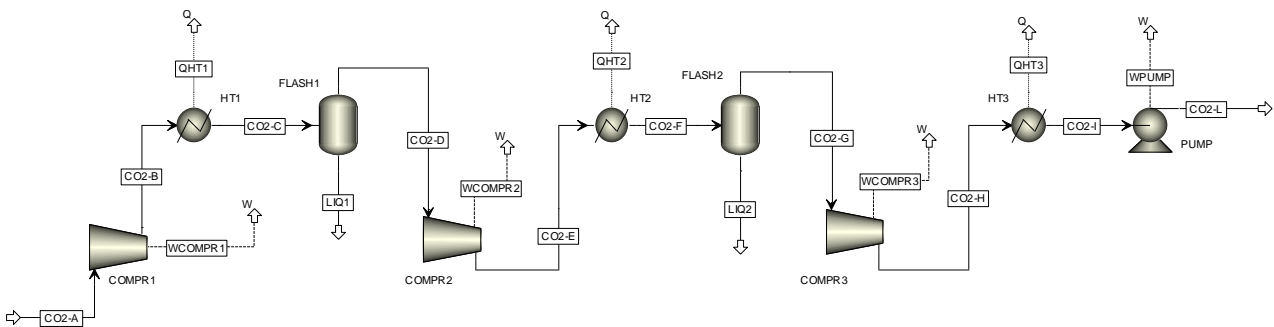


Figura 2.8 Schema ASPEN della sezione di compressione della CO₂

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 è leggermente superiore a 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 5,5 punti percentuali nel caso di efficienza di rimozione della CO₂ pari al 50%, di 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% e poco meno di 220 MW per una efficienza di rimozione del 50%) 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 2.13 riporta una sintesi delle prestazioni dell'impianto USC con e senza integrazione con la sezione di rimozione della CO₂ con riferimento a tre differenti valori della efficienza di rimozione (50, 70 e 90%).

Tabella 2.13 Prestazioni impianto USC in funzione dell'efficienza di rimozione della CO₂

		USC	USC + DeC. 50%	USC + DeC. 70%	USC + DeC. 90%
Potenza termica in ingresso	MW	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0
Potenza effettiva sezione vapore	MW	672,0	626,0	602,0	577,1
Potenza ausiliari sezione CGT	MW	14,0	14,0	14,0	14,0
Potenza ventilatore sezione Dec.	MW	-	4,2	4,2	4,2
Potenza compressore CO ₂	MW	-	31,3	43,9	56,5
Potenza effettiva USC	MW	658,0	576,5	539,9	502,4
Rendimento impianto	%	43,87	38,43	35,99	33,49
Emissioni di CO ₂	kg/s	144,40	72,20	43,32	14,44
Emissioni specifiche di CO ₂	g/kWh	790,0	450,9	288,9	103,5

La potenza termica in ingresso viene mantenuta costante e pari a 1500 MW. La potenza termica richiesta al reboiler nei tre casi risulta rispettivamente pari a 218,1 MW (efficienza di rimozione del 50%), 332,0 MW (efficienza di rimozione del 70%) e a 451,5 MW (efficienza di rimozione del 90%), mentre la potenza richiesta dalla sezione di compressione risulta rispettivamente pari a 31,3 MW, 43,9 MW e 56,5 MW. Globalmente emerge come l'introduzione della sezione di rimozione della CO₂ comporti una riduzione della potenza effettiva dell'impianto leggermente superiore agli 80 MW per un'efficienza di rimozione del 50%, pari a quasi 120 MW per un'efficienza di rimozione del 70% e a circa 155 MW per un'efficienza di rimozione del 90%. Infatti oltre alla riduzione della potenza in uscita dalla sezione a vapore (46, 70 e 95 MW rispettivamente), nel bilancio va considerata la potenza della sezione di compressione della CO₂. L'impianto USC integrato con la sezione CGT di purificazione degli inquinanti presenta un rendimento del 43,9% circa, mentre la rimozione della CO₂ riduce il rendimento fino a valori inferiori al 33,5%. In particolare nel caso di

efficienza di rimozione del 50%, l'impianto USC presenta un rendimento globale pari al 38,4%, che scende al 36,0% per una efficienza di rimozione pari al 70% e fino al 33,5%, nell'ipotesi di efficienza di rimozione del 90%.

Le emissioni specifiche di CO₂, che per l'impianto USC di riferimento erano pari a 790 g/kWh, si riducono notevolmente, arrivando a 103 g/kWh, nell'ipotesi di efficienza di rimozione del 90%. Anche nel caso di impianto USC integrato con sistemi CCS efficienza di rimozione della CO₂ pari al 50% le emissioni dell'impianto si riducono in misura sostanziale (450,9 g/kWh) però si mantengono superiori a quelle dei moderni impianti di produzione elettrica basati su cicli combinati e alimentati a gas naturale (circa 350 g/kWh).

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 a concentrazione, 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). Come evidenziato in Figura 3.1, 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 (per questa ragione la tecnologia del solare a concentrazione viene anche indicata come solare termodinamico). Peraltro, una delle peculiarità di questa tecnologia è costituita dalla possibilità di integrare un sistema di accumulo termico, che consente di accumulare l'energia termica prodotta dal campo solare nei momenti di elevata disponibilità di radiazione solare e di utilizzarla successivamente quando richiesto dall'utenza.

In linea 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.

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 3.2 illustra schematicamente il principio di funzionamento delle quattro tecnologie sopra citate, mentre le principali caratteristiche tecniche e prestazionali, il campo di applicazione e il livello di attuale sviluppo e disponibilità commerciale verranno sinteticamente descritte nel prosieguo.

Fra le diverse tecnologie del solare a concentrazione, i collettori parabolici lineari e i collettori con specchi Fresnel 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

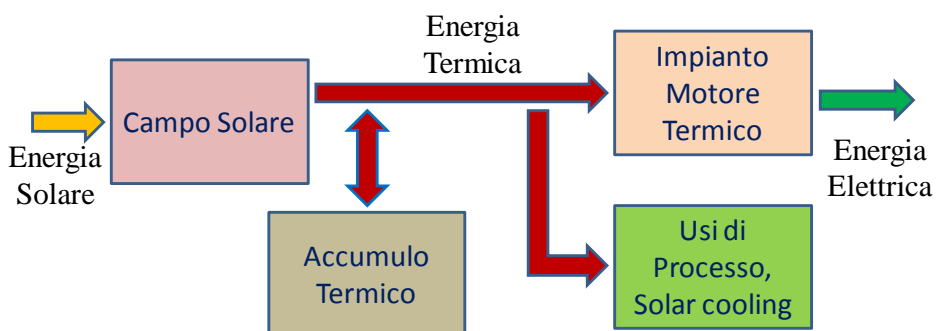


Figura 3.1 Principio di funzionamento degli impianti solari a concentrazione.

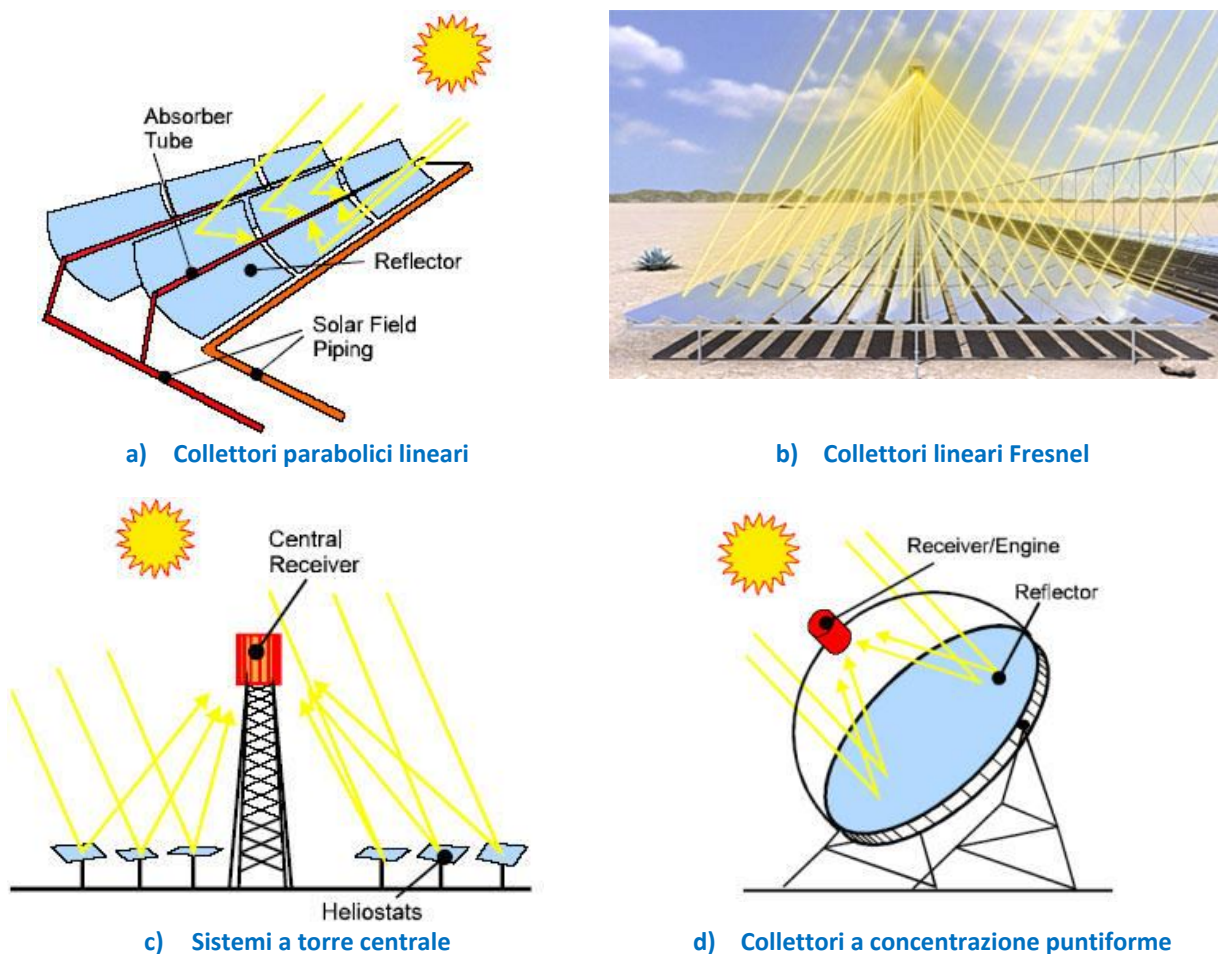


Figura 3.2 Rappresentazione schematica del principio di funzionamento dei collettori a concentrazione.

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 anche una minore efficienza di captazione della radiazione solare rispetto ai sistemi a due assi di rotazione.

Nell'ambito dei collettori a concentrazione lineare quelli a sezione parabolica rappresentano la tecnologia attualmente più matura, 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 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. Il collettore è costituito essenzialmente da una struttura metallica di supporto su cui vengono montati degli specchi in vetro con curvatura tale da realizzare un profilo parabolico. La superficie degli specchi viene opportunamente trattata al fine di massimizzare il coefficiente di riflessione della radiazione solare. Anche 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 inoltre 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. Come evidenziato in Figura 3.3, 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



Figura 3.3 Rappresentazione di un tipico collettore parabolico lineare.

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. In relazione alla necessità di evitare un eccessivo ombreggiamento reciproco, le file devono avere una spaziatura pari a circa 2,5-3,0 volte l'apertura della parabola, cosicché l'occupazione di terreno è pari a circa 2,5-3,0 volte l'effettiva superficie di captazione.

La maggior parte degli impianti solari termodinamici di grande potenza realizzati finora (aventi potenze tipiche pari a circa 50 MWe) impiega questa tipologia di collettore, abbinata all'utilizzo di cicli a vapore convenzionali. In Spagna operano attualmente circa 40 impianti da 50 MWe ciascuno appartenenti a questa tipologia, per una potenza complessiva di oltre 2000 MW.

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 vengono opportunamente trattati al fine di massimizzare il coefficiente di riflessione della radiazione solare e il tubo ricevitore utilizza specifici rivestimenti selettivi per massimizzare la capacità di assorbimento della radiazione solare incidente e minimizzare le perdite per irraggiamento. Anche nei collettori lineari Fresnel vengono frequentemente utilizzati tubi ricevitori sottovuoto.

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 (sebbene sia possibile installarlo anche a quote superiori), 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 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 (utilizzano strutture di sostegno e di movimentazione più semplici e specchi piani in luogo di specchi curvi), una minore occupazione di spazio (la distanza fra le file non è condizionata dalla necessità di evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco) e appaiono più adatti ad impianti con temperature operative inferiori rispetto a quelle dei collettori parabolici lineari.

Gli impianti solari a concentrazione dotati di un ricevitore a torre modificano radicalmente la filosofia di funzionamento dei concentratori lineari in quanto utilizzano un campo solare costituito da numerosi specchi piani (denominati eliostati) che vengono opportunamente movimentati al fine di indirizzare la radiazione solare diretta verso un unico ricevitore posizionato sulla sommità di una torre, all'interno della quale viene ospitato il sistema di riscaldamento del fluido termovettore. Ciascun eliostato è dotato di un sistema di movimentazione a due assi di rotazione che consente pertanto di sfruttare al meglio la radiazione solare diretta disponibile. Il sistema a torre centrale consente pertanto di realizzare elevatissimi rapporti di concentrazione e quindi anche le temperature operative raggiungibili dal fluido operativo sono molto elevate (talvolta superiori a 1000 °C). Un altro vantaggio di tale tecnologia è rappresentato dal confinamento del circuito del fluido termovettore nella sola zona circostante il ricevitore a torre e la sezione di potenza, mentre l'area occupata dagli eliostati è interessata solo dal passaggio dei cavi di alimentazione del sistema di movimentazione. La Figura 3.5 illustra la struttura di un impianto solare termodinamico a torre centrale.

Gli eliostati utilizzati negli impianti realizzati finora hanno superfici riflettenti con ampiezze dell'ordine di 100-150 m² e sono posizionati su file concentriche disposte intorno al ricevitore centrale. Al fine di evitare ombreggiamenti reciproci, la distanza fra le file aumenta al crescere della distanza dalla torre e al diminuire dell'altezza di quest'ultima. Generalmente si hanno distanze fra le file variabili da 15-20 metri ad oltre 70-80 metri, mentre l'altezza complessiva della torre che ospita il ricevitore è dell'ordine di 150-200 m. Il ricevitore è posizionato sulla sommità della torre e presenta diametri tipicamente dell'ordine di 10-15 m e altezze di 20-30 m. I sistemi a torre centrale vengono generalmente integrati con impianti a vapore (ciclo Rankine) e sono pertanto impiegati per potenze superiori ad alcune decine di MW.



Figura 3.4 Rappresentazione schematica di un collettore lineare Fresnel.



Figura 3.5 Rappresentazione schematica di un impianto CSP a torre centrale.

I collettori solari a concentrazione puntiforme (*solar dish*) utilizzano concentratori basati sull'impiego di paraboloidi che concentrano la radiazione solare sul proprio fuoco dove è anche alloggiato il sistema di conversione dell'energia. Il sistema è pertanto molto compatto e in grado di operare l'inseguimento della traiettoria solare lungo due assi di rotazione. Il piano di captazione della radiazione solare viene costantemente disposto in posizione perpendicolare alla radiazione diretta, massimizzandone così lo sfruttamento. In relazione all'esigenza di realizzare un sistema di movimentazione a due assi e di ospitare anche il sistema di conversione dell'energia termica captata (solitamente basato su di un motore a ciclo Stirling), i collettori a concentrazione puntiforme presentano una limitazione sulle dimensioni massime. In particolare, i diametri tipici del paraboloide sono dell'ordine di circa 10-20 m con altezze del fulcro da terra dell'ordine di 12-20 m. Corrispondentemente, anche le potenze massime prodotte dal sistema di generazione elettrica non sono molto elevate (dell'ordine di qualche decina di kW), sebbene sia possibile realizzare impianti con numerosi collettori in parallelo (*solar farm*). Questo tipo di impianto solare è ancora in fase di dimostrazione e risulta, come detto, comunque più adatto a potenze non molto elevate. La Figura 3.6 illustra lo schema di un impianto a concentrazione puntiforme.

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 (solo nel caso degli oli diatermici operanti a temperature dell'ordine di 350-400 °C, l'elevata tensione di vapore richiede il funzionamento in 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



Figura 3.6 Rappresentazione di un collettore a concentrazione puntiforme.

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.

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 soffrono 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 diatermico, anche i sali fusi possono essere impiegati sia come fluido termovettore nei collettori solari sia come mezzo di accumulo termico. Finora i sali fusi sono stati utilizzati soprattutto come mezzo di accumulo mentre l'esperienza come fluido operativo è ancora limitata (peraltro, è opportuno osservare il ruolo di primissimo piano ricoperto in questo settore dalla ricerca italiana con la tecnologia ENEA prodotta e commercializzata dalla Archimede Solar Energy). In tutti i casi, l'impiego dei sali fusi appare attualmente più adatto a impianti CSP di grande potenza basati sia su collettori parabolici lineari sia su sistemi con ricevitore a torre.

In relazione alle sue caratteristiche termodinamiche e di elevata compatibilità ambientale, l'utilizzo dell'acqua come fluido termovettore appare molto promettente. Ovviamente, l'utilizzo di acqua surriscaldata è possibile solo fino a temperature massime di circa 300 °C e richiede comunque l'adozione contestuale di elevate pressioni operative e l'installazione di uno scambiatore di calore all'interfaccia con il sistema di generazione elettrica (a meno che l'utenza non sia rappresentata proprio da acqua surriscaldata). Il passaggio dall'acqua surriscaldata al vapore consente di innalzare notevolmente la

temperatura massima operativa, limitando la pressione entro valori comunemente impiegati in ambito industriale, e agevolando anche l'accoppiamento diretto fra il campo solare e la sezione di potenza, dal momento che nella maggior parte dei casi quest'ultima 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. D'altra parte, l'adozione di un sistema indiretto vanifica gran parte dei vantaggi legati alla produzione diretta di vapore nei collettori in quanto richiede un sistema di scambiatori di calore e l'impiego di un diverso fluido per l'accumulo termico. L'esperienza degli impianti DSG è per ora limitata a impianti dimostrativi.

Problematiche molto simili a quelle del vapore si hanno con l'utilizzo di altri fluidi gassosi (azoto, argon, anidride carbonica, etc.). La tabella 3.1 fornisce un quadro di sintesi dei principali fluidi termovettori di interesse per gli impianti solari a concentrazione.

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. 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. Al fine di incrementare il numero di ore di funzionamento tali impianti sono generalmente dotati di una sezione di accumulo termico costituita da un serbatoio di accumulo ad alta temperatura (serbatoio "caldo") e uno a bassa temperatura (serbatoio "freddo"). Il fluido utilizzato per l'accumulo può essere costituito dallo stesso fluido termovettore (olio diatermico, in genere) oppure da un diverso fluido caratterizzato da minore costo e maggiore capacità termica (sali fusi). Ovviamente, l'utilizzo di sistemi di accumulo termico di tipo diretto con l'impiego di un unico fluido semplifica la configurazione impiantistica e migliora l'efficienza di

Tabella 3.1 Principali caratteristiche dei fluidi termo vettori impiegati negli impianti solari a concentrazione.

Fluid	P & T Typical range	Max ht Cap‡	Density kg/m ³	Line size*	Key Limitations
Hot water	To 60barg To 290C	278	730	20in	Low temp
LP steam	2-5barg 120-165C	630	3.7	38in	Pressure drop
MPsteam	20-50barg 200-600C	845	12.7	22in	High pressure
HP steam	100-200barg 300-600C	815	55	16in	Very high pressure
Hot oils	5-10barg 100-370C	140	800	22in	Thermal degradation, H ₂ invades vacuum
Molten salts	5-10barg >130-540C	150	1680	16in	High freezing temperature

conversione energetica. In tal senso, appare di notevole interesse lo sviluppo di collettori solari che utilizzano come fluido termovettore i sali fusi, i quali oltre a poter essere utilizzati come efficace mezzo di accumulo termico, consentono anche, come detto, di incrementare notevolmente la temperatura massima operativa e quindi anche il rendimento del ciclo termodinamico. La Figura 3.7 illustra lo schema impiantistico tipico di un impianto CSP di grande taglia.

Ovviamente, 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 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. Attualmente sono in corso di costruzione impianti ISCCS in Marocco (470 MW, di cui 20 MWe da fonte solare, Algeria (150 MW, di cui 20 MWe da solare), mentre è recentemente entrato in servizio in Italia l'impianto ARCHIMEDE (400 MWe di cui 5 MWe da fonte solare). Nel caso di impianti CSP di media taglia (qualche MW) appaiono molto interessanti soprattutto i cicli Rankine con fluidi organici (impianti ORC, Organic Rankine Cycle) mentre per gli impianti di minore potenza (qualche decina di kW) l'opzione attualmente più promettente è costituita dai cicli Stirling. Infine, i cicli Brayton per ora trovano scarso interesse soprattutto in relazione alla limitazione delle temperature massime del fluido prodotto dal campo solare, sebbene tale limitazione possa essere superata con l'impiego dei sistemi con ricevitore a torre.

Nel complesso, nel settore della generazione di potenza, lo stato dell'arte attuale si basa essenzialmente su impianti CSP che utilizzano collettori parabolici lineari, con l'impiego di olio diatermico come fluido termovettore e sali fusi come mezzo di accumulo termico, integrati con cicli a vapore. Un impianto CSP da 50 MWe richiede una superficie riflettente (in termini di apertura dei collettori parabolici) di circa 50000 m² e una disponibilità di spazio a terra dell'ordine di 200-250 ettari e, alle medie latitudini, consente di produrre circa 150-180 GWh/anno di energia elettrica. La Figura 8 illustra un impianto CSP di questo tipo.

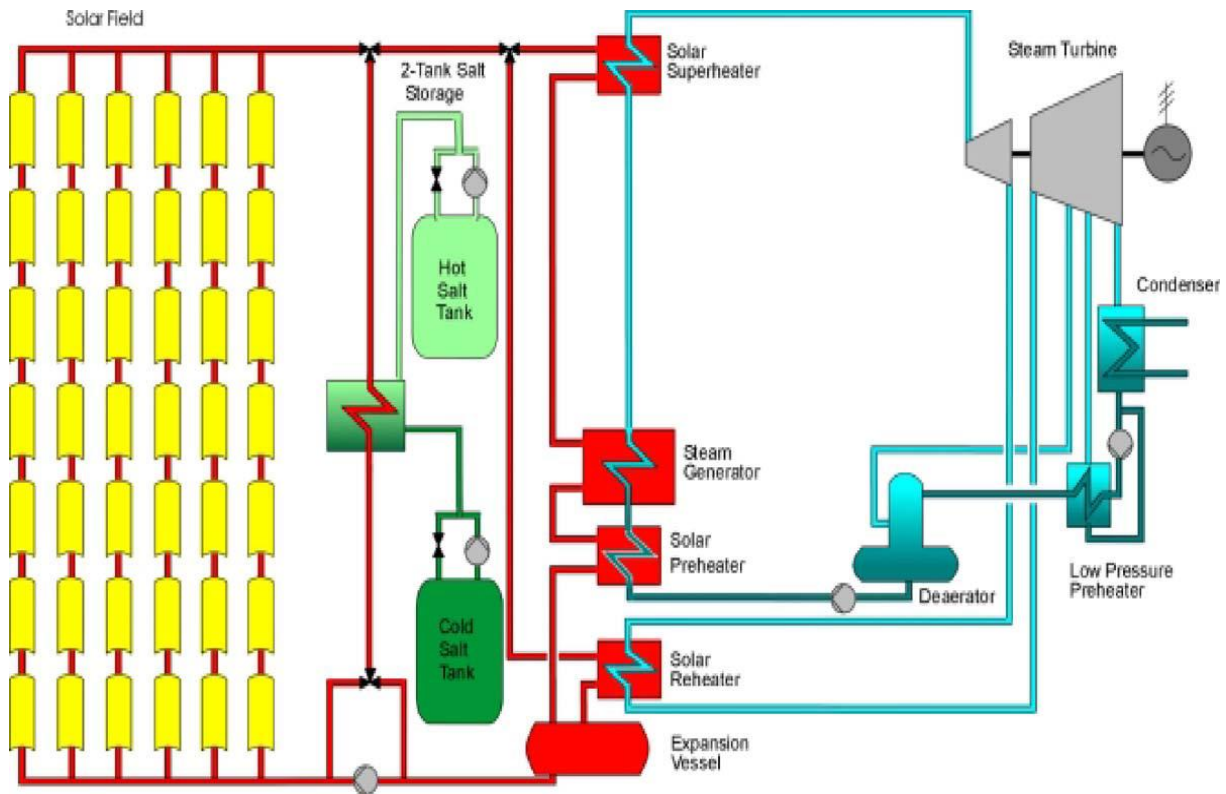


Figura 3.7 Schema impiantistico tipico di un impianto CSP di grande taglia.



Figura 3.8 Rappresentazione di un impianto CSP di grande taglia.

3.1 Integrazione fra solare a concentrazione e impianti CCS

Come anticipato, lo scopo dello studio è costituito dalla valutazione dei possibili benefici derivanti dalla integrazione fra gli impianti solari a concentrazione e gli impianti termoelettrici a vapore con separazione della CO₂ allo scarico.

In linea di massima, le possibili opzioni di integrazione del solare a concentrazione in un impianto convenzionale a vapore con CCS sono diverse. In particolare, l'energia termica prodotta dal campo solare può infatti essere utilizzata per integrare la produzione di vapore della caldaia. Nel caso dei moderni impianti a vapore USC, le temperature e le pressioni del vapore sono molto elevate (pressioni di circa 250-300 bar e temperature oltre 600 °C) e se da un lato consentono di realizzare elevati valori del rendimento di conversione energetica, dall'altro necessitano anche di collettori solari con elevati rapporti di concentrazione. L'energia termica prodotta dal campo solare può anche essere utilizzata per preriscaldare l'acqua di alimento della caldaia in sostituzione degli spillamenti di media e bassa pressione dalla turbina. In questo caso sono richiesti minori valori di pressione e di temperatura (10-30 bar e 200-250 °C) anche se il rendimento di conversione dell'energia termica prodotta dal campo solare è notevolmente più basso. L'energia termica prodotta dal campo solare può anche essere utilizzata per preriscaldare l'aria di combustione in sostituzione del recupero effettuato con il raffreddamento dei gas combusti. I livelli massimi di temperatura sono in questo caso dell'ordine di 300 °C, anche se questa opzione è di fatto percorribile solo se l'energia termica dei gas combusti non è sufficiente per il riscaldamento completo dell'aria comburente. Tali soluzioni sono tutte valide indipendentemente dal fatto che l'impianto a vapore sia dotato o meno di una sezione di separazione e compressione della CO₂ allo scarico. Nel caso in cui quest'ultima sezione sia invece presente si ha una ulteriore opportunità di integrazione per il solare a concentrazione, dal momento che i processi di separazione della CO₂ con solventi richiedono elevate quantità di energia termica per la fase di rigenerazione. La rigenerazione del solvente viene infatti effettuata attraverso l'impiego di notevoli quantitativi di vapore a bassa pressione, in quanto temperature superiori a circa 130-140 °C conducono alla degradazione del solvente stesso. Il vapore per la rigenerazione del solvente viene spillato dalla turbina di bassa pressione a circa 3-4 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, il vapore a bassa pressione può essere prodotto dal campo solare evitando così l'estrazione dalla turbina.

Allo stato attuale, per impianti USC di grande taglia (oltre 600 MW) in considerazione degli elevati quantitativi di vapore spillato dalla turbina di bassa pressione e della variabilità nella disponibilità di energia solare, appare difficilmente ipotizzabile la completa eliminazione dello spillamento dal momento che occorrerebbe l'installazione di un campo solare con una potenza di picco molto grande (almeno 8-10 volte la potenza termica richiesta per la rigenerazione del solvente) e una sezione di accumulo termico altrettanto grande.

Allo stato attuale, appare invece più facilmente percorribile una soluzione impiantistica nella quale il campo solare copre una parte della richiesta termica del processo di rigenerazione del solvente, conservando lo spillamento di bassa pressione che varia in relazione alla disponibilità di energia solare. In questa ipotesi, la scelta tecnologica più opportuna per il campo solare appare quella della generazione diretta di vapore a bassa pressione in maniera tale da evitare la presenza di costosi scambiatori di calore. In relazione alle temperature massime del vapore molto contenute, la soluzione tecnologica per i collettori a concentrazione appare quella dei collettori lineari Fresnel che consentono anche di ridurre l'occupazione di spazio a terra. Non è invece prevista la presenza di una sezione di accumulo termico, vista l'estrema difficoltà nel realizzare efficaci sistemi di accumulo del vapore.

3.2 Prestazioni del campo solare

Il campo solare utilizzato per la valutazione delle prestazioni di impianti CCS integrati con il solare a concentrazione è basato su collettori lineari con specchi Fresnel 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 3.9 illustra lo schema e le principali caratteristiche dimensionali del modulo base considerato in questo studio.

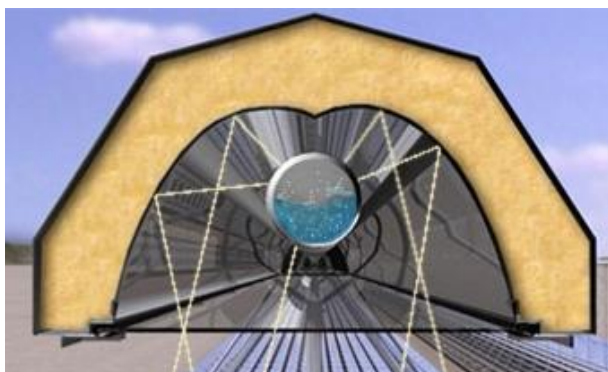
Gli specchi primari (che hanno superficie piana o con solo una leggera curvatura) vengono movimentati attraverso una rotazione lungo l'asse longitudinale per seguire la traiettoria solare e indirizzare i raggi solari lungo la linea focale dove è posizionato il ricevitore. Quest'ultimo è sostenuto da 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 3.10 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 448 metri (10 moduli base per linea). 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.

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 attraverso il software Meteonorm®, di largo impiego nel settore della progettazione degli impianti solari. Tale software valuta i principali parametri



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 3.9 Caratteristiche dimensionali del modulo base.



Ricevitore secondario



Tubo assorbitore sotto-vuoto

Figura 3.10 Ricevitore secondario e tubo assorbitore sottovuoto.

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, utilizzata per lo studio, sia anche con una risoluzione maggiore (minuti o secondi).

La Tabella 3.2 seguente riporta i principali dati di ventosità, temperatura e irraggiamento solare del sito di Cagliari (coordinate geografiche: latitudine 39,2° N e 9,0° E). In particolare, 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 3.2 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 (DNI, Direct Normal Irradiation). Nel complesso, la radiazione diretta sul piano normale ai raggi solari nel sito in esame, come evidenziato dalla Tabella 3.2, risulta pari a circa 1718 kWh/m²-anno, rispetto ad una radiazione globale al suolo di circa 1664 kWh/m²-anno.

La Figura 3.11 riporta l'andamento orario della radiazione normale diretta previsto per il sito di Cagliari in un anno tipo. Come mostrato nella Figura 3.12, i valori massimi della DNI sono dell'ordine di 900-1000 W/m² anche se tali valori vengono raggiunti solo per un limitato numero ore all'anno. La Figura 12 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.

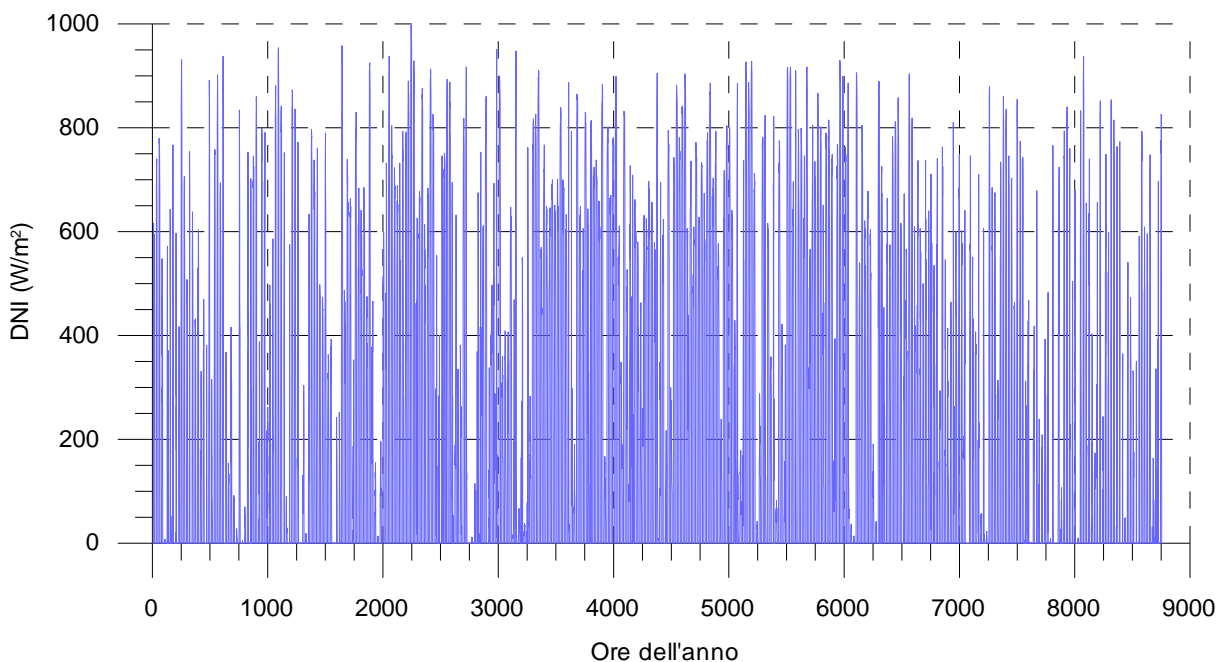


Figura 3.11 Valori medi orari della radiazione diretta normale (DNI) nel sito di Cagliari.

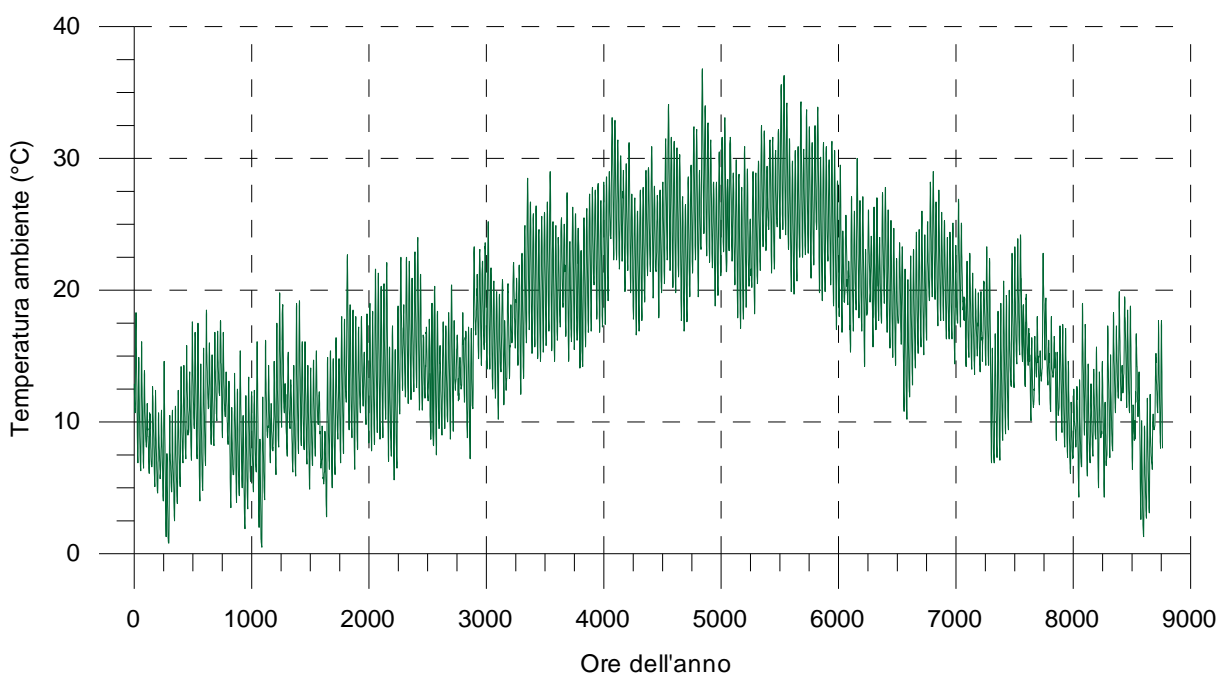


Figura 3.12 Valori medi orari della temperatura dell'aria nel sito di Cagliari.

Le Figure 3.13 e 3.14 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).

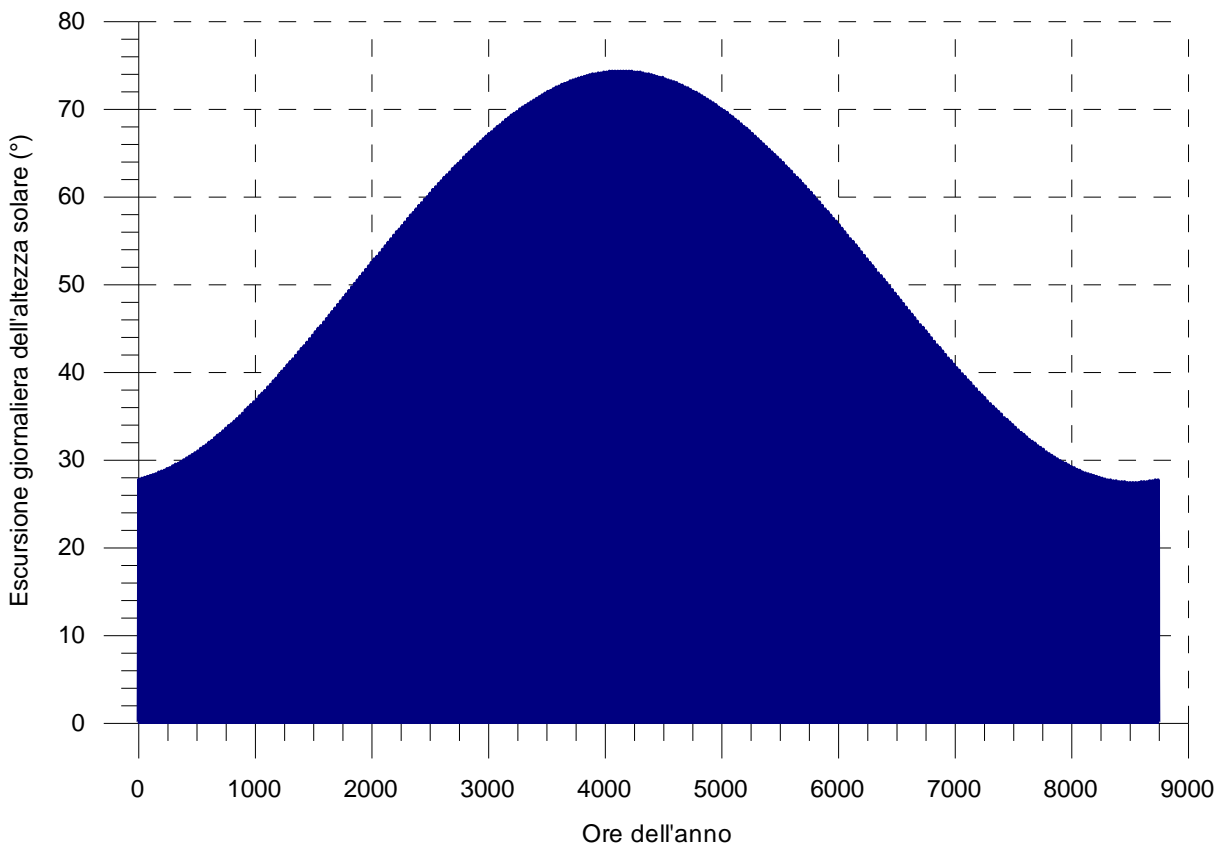


Figura 3.13 Escursione dell'altezza solare nel sito di Cagliari.

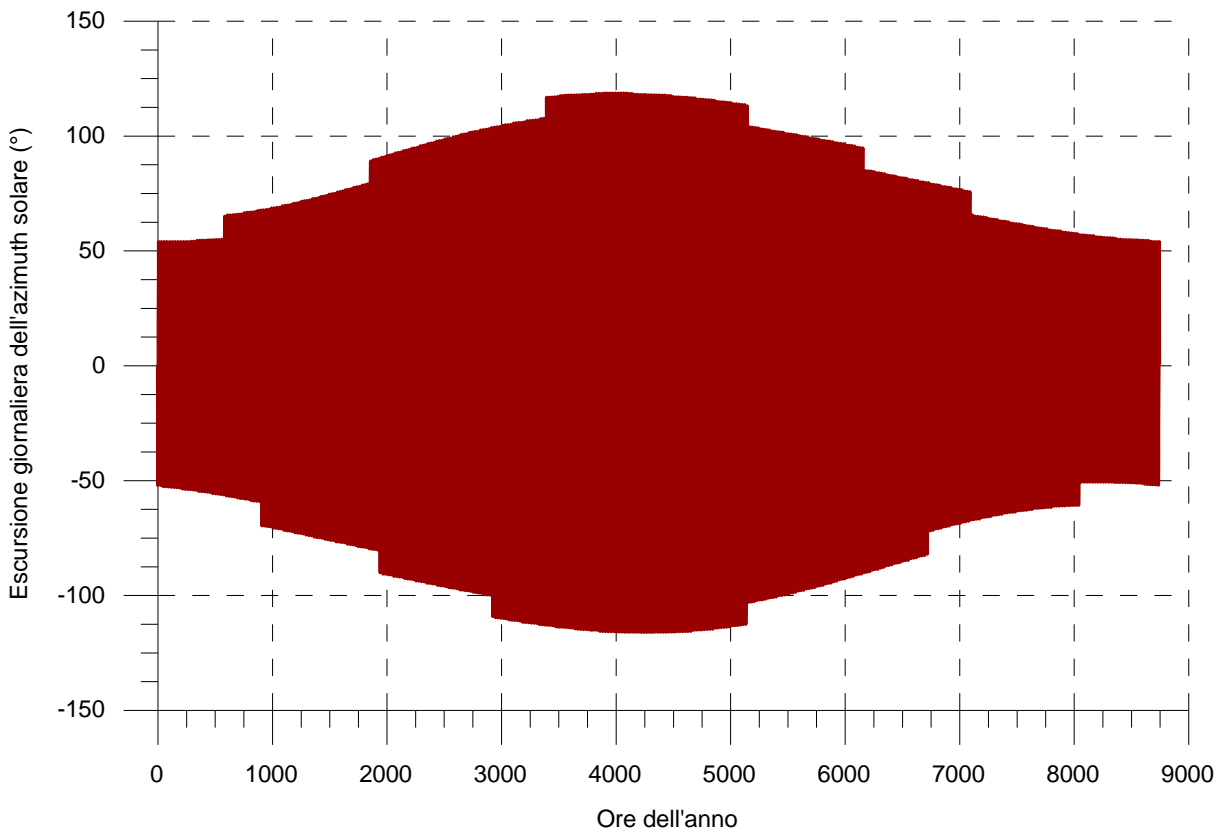


Figura 3.14 Escursione dell'angolo di azimuth solare nel sito di Cagliari.

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). 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 30°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:

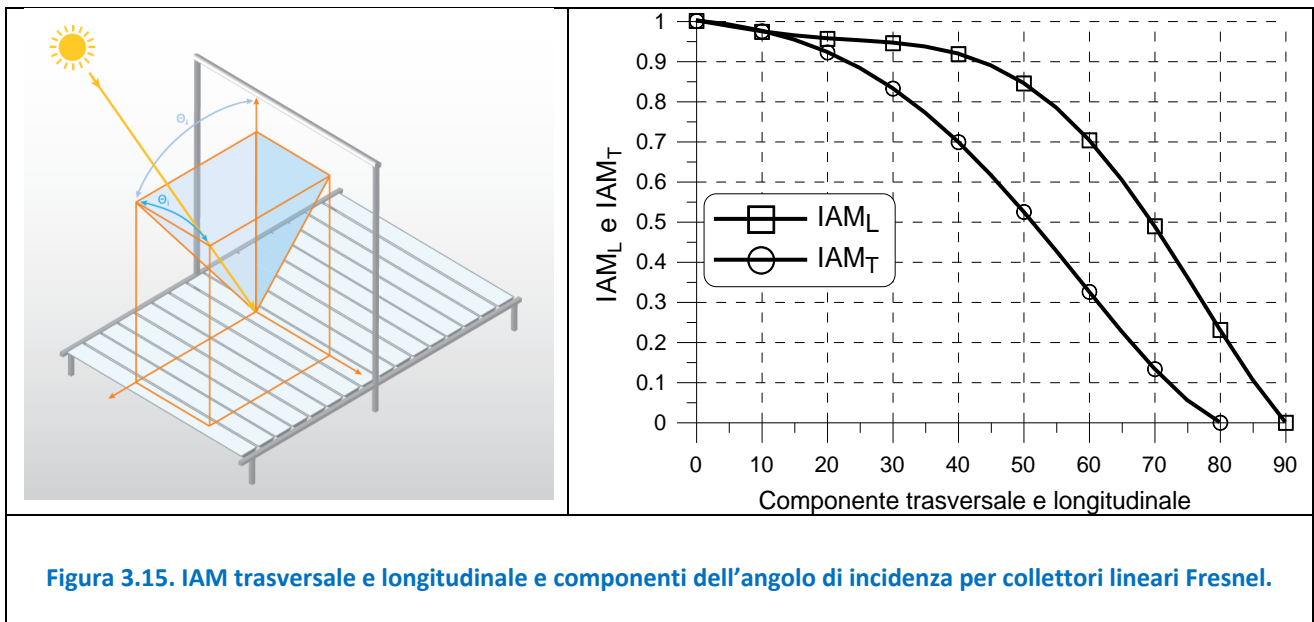
$$Q_{RCV} = A_C \cdot DNI \cdot \eta_{OPT,R} \cdot IAM(\theta) \cdot \eta_{END} \cdot \eta_{SHD} \cdot \eta_{CLN} \quad 4)$$

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 3.15 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.



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:

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

La Tabella 3.3 sintetizza le principali caratteristiche geometriche e prestazionali dei collettori lineari utilizzati per la valutazione delle prestazioni del campo solare nella presente analisi.

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 produce una potenza termica pari a 2566 kW (escluse le perdite termiche delle tubazioni di collegamento) con un rendimento del $62,5\%$. La potenza complessivamente prodotta dal campo solare aumenta quindi in funzione del numero di linee installate. Per esempio, per produrre una potenza termica utile pari a 50 MW in condizioni di progetto è necessario installare circa 20 linee operanti in parallelo, con una occupazione di spazio a terra dell'ordine di circa 200000 m^2 .

Tabella 3.3 Principali caratteristiche dei collettori lineari Fresnel utilizzati per lo studio.

Lunghezza della linea, L	448 m
Larghezza della linea, W	16,56 m
Area di captazione della linea, A_C	5136 m^2
Distanza focale, F	7,4 m
Distanza fra le linee, R	4,5 m
Rendimento ottico di riferimento, $\eta_{OPT,R}$	0,67
Fattore di perdita per pulizia degli specchi, η_{CLN}	0,98
Fluido operativo	acqua
Temperatura ingresso, T_{IN}	$110 \text{ }^\circ\text{C}$
Temperatura uscita, T_{OUT}	$140 \text{ }^\circ\text{C}$
Coefficiente a_1	$0,056 \text{ W/m}^2\text{K}$
Coefficiente a_2	$0,000213 \text{ Wm}^2\text{K}^2$
Perdite termiche nelle tubazioni principali, Q_{pipe}	0,15% di Q_{FLD}

La Tabella 3.4 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 nei tubi ricevitori sono state assunte pari a 8 bar, mentre 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 di 30 m/s .

Tabella 3.4 Principali prestazioni di un campo solare composto da 20 linee di collettori Fresnel.

Lunghezza della linea, L	448 m
Larghezza della linea, W	16,56 m
Area di captazione della linea, A_c	5136 m ²
Numero di linee, N	20
Distanza fra le linee, R	4,5 m
Area di captazione del campo	102720 m ²
Area lorda occupata dal campo	169000 m ²
Potenza solare disponibile (DNI=800 W/m ²)	82,18 MW
Potenza inviata al ricevitore	52,09 MW
Rendimento ottico effettivo, η_{OPT}	63,39%
Potenza termica persa dal ricevitore	0,74 MW
Potenza termica prodotta dal campo solare	51,35 MW
Potenza termica persa nelle tubazioni	77 kW
Potenza termica netta disponibile	51,27 MW
Rendimento netto del campo solare	62,39%
Portata di vapore (140 °C, 3,61 bar)	22,61 kg/s
Perdite di carico tubo ricevitore	8 bar
Lunghezza tubazione arrivo acqua	850 m
Diametro tubazione arrivo acqua	0,15 m
Lunghezza tubazione vapore	400 m
Diametro tubazione vapore	0,75 m
Perdite di carico tubazioni acqua/vapore	0,84 bar

Ovviamente, 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. A tal proposito, la Figura 3.16 riporta il valore medio orario della potenza termica prodotta dal campo solare nel corso dell'anno, valutato con riferimento ai dati meteorologici di Cagliari. La Figura 3.17 riporta invece 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.

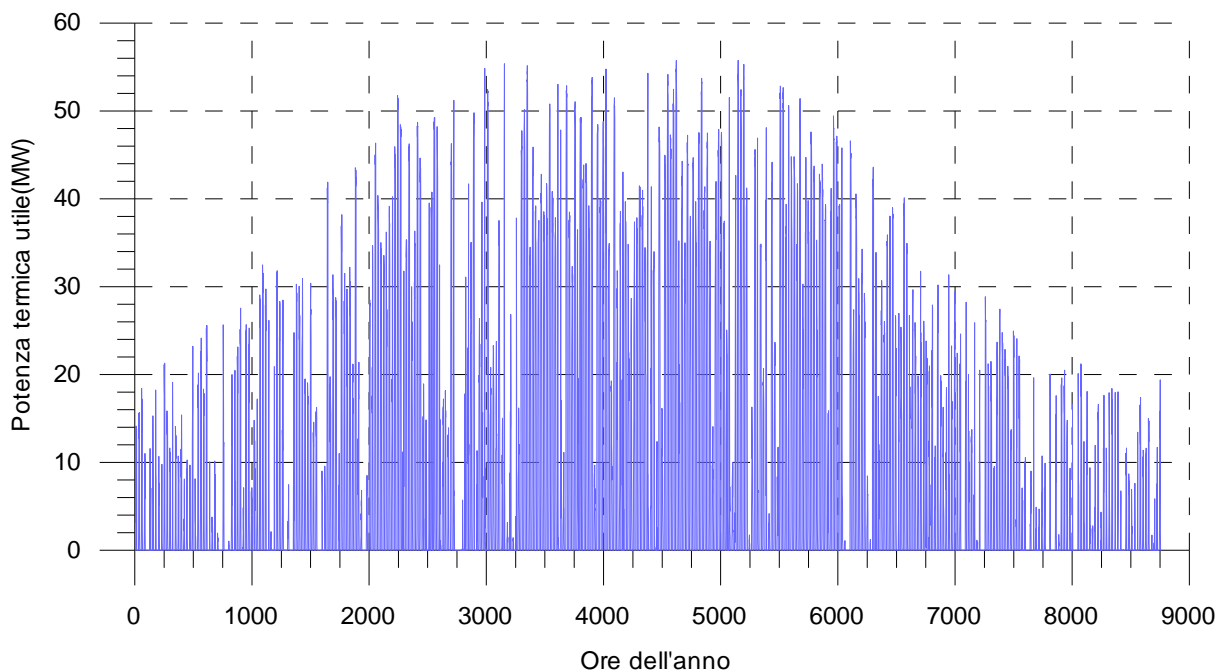


Figura 3.16 Potenza termica prodotta dal campo solare nel corso dell'anno.

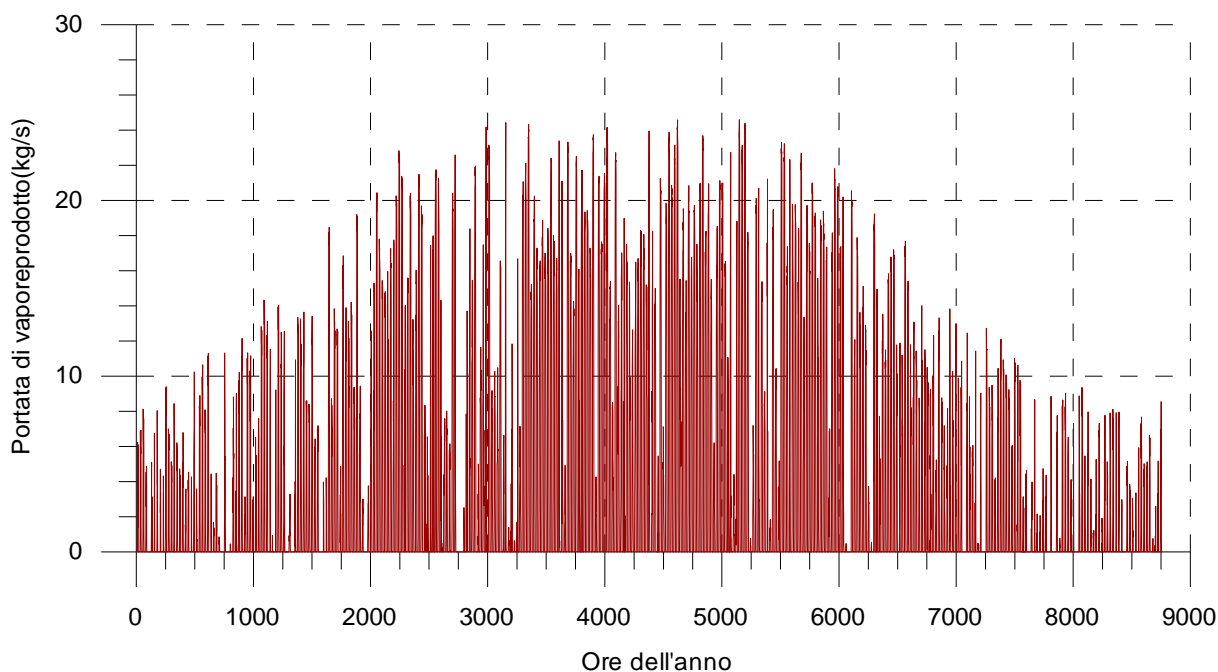


Figura 3.17 Portata di vapore prodotto dal campo solare nel corso dell'anno.

Come evidenziato dalle Figure 3.16 e 3.17, il campo solare opera 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. Nel complesso, il campo solare è in grado di operare per circa 3500 ore/anno, con una produzione di energia termica pari a circa 71,67 GWh. La Figura 3.18 riporta l'andamento medio orario del rendimento netto del campo solare, che su base annua è pari a circa il 40,6%.

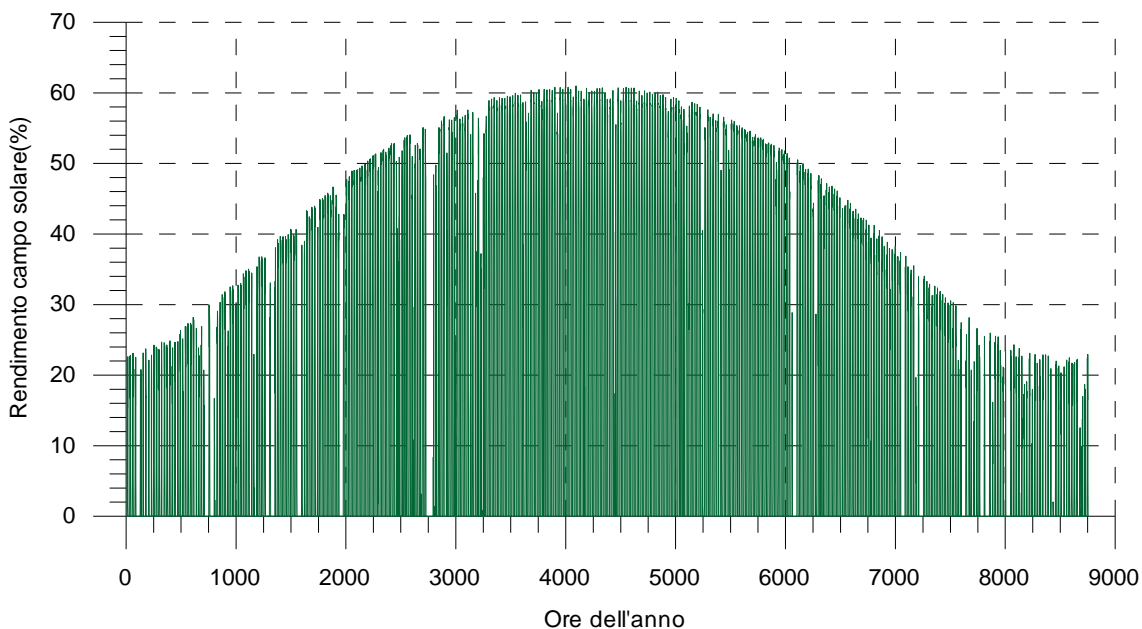


Figura 3.18 Rendimento medio orario del campo solare nel corso dell'anno.

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 3.16 e 3.17, mentre il rendimento del campo solare risulta sostanzialmente inalterato. A tal proposito, la Figura 3.19 riporta l'occupazione di spazio e la produzione termica netta del campo solare in funzione del numero di linee installate. I numeri riportati in corrispondenza della curva relativa alla occupazione di spazio si riferiscono alla potenza termica in condizioni nominali.

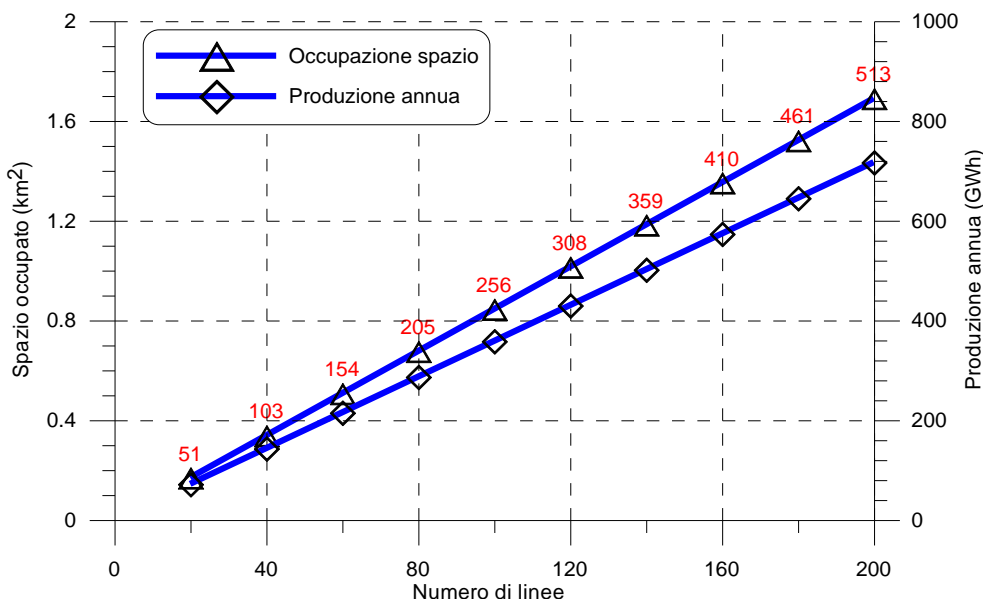


Figura 3.19 Occupazione di spazio e produzione annua del campo solare in funzione del numero di linee.

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

In questo capitolo vengono presentate le prestazioni del sistema integrato costituito dall'impianto USC con sezione CCS alimentata da 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%). Oltre che nelle ore notturne, infatti, essa non è disponibile nelle ore in cui la nuvolosità elevata non consente di ottenere il valore minimo della radiazione necessario per il funzionamento dei collettori. Inoltre in gran parte delle ore di funzionamento dei collettori la produzione di energia è comunque inferiore a quella massima nominale. 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 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). Pertanto nelle ore di funzionamento dell'impianto USC in integrazione con il solare, cioè quando la sezione CCS è alimentata completamente o in parte con vapore prodotto dal campo solare, l'impianto USC opera in condizioni di "off-design" con conseguente penalizzazione delle prestazioni.

L'integrazione con il solare 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. In conseguenza della riduzione di portata dello spillamento si ha un incremento della portata di vapore nella sezione a valle dello spillamento e al condensatore. Per l'impianto USC in esame, come già osservato nel capitolo 2, è richiesta una potenza termica di 218,1 MW per la rigenerazione del solvente necessario a garantire una efficienza di cattura della CO₂ pari al 50%. La potenza termica richiesta aumenta a 332,0 MW nel caso di efficienza di rimozione del 70% e a 451,5 MW nel caso di efficienza di rimozione del 90%. A queste potenze termiche è associato uno spillamento di vapore di portata pari a 96,5 kg/s, 146,9 kg/s e 199,8 kg/s rispettivamente. Nelle condizioni di riferimento associate alle efficienze di rimozione considerate nell'analisi, la portata di vapore al condensatore risulta quindi rispettivamente pari a 237,0 kg/s, 196,6 kg/s e 153,6 kg/s.

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 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. Dalla figura emerge come questo incremento di portata non è sostanzialmente influenzato dal valore dell'efficienza di rimozione (50, 70 e 90%). Al contrario, sempre a parità di potenza termica da solare, l'incremento relativo di portata aumenta con l'efficienza di rimozione, poiché all'aumentare di essa diminuisce la portata di vapore al condensatore nelle condizioni di riferimento (figura 4.2). 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 efficienza di rimozione pari al 90%, si abbiano incrementi relativi della portata che possono risultare insostenibili per il condensatore.

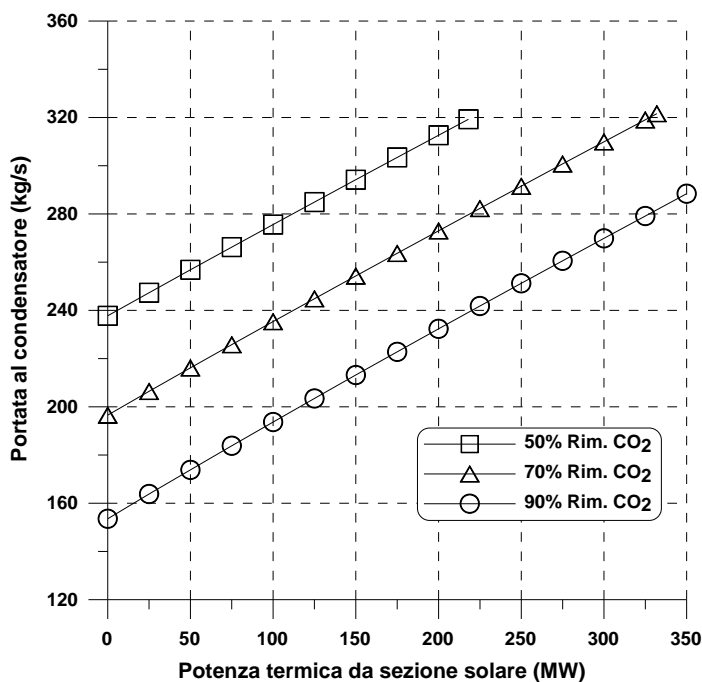


Figura 4.1 Portata al condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

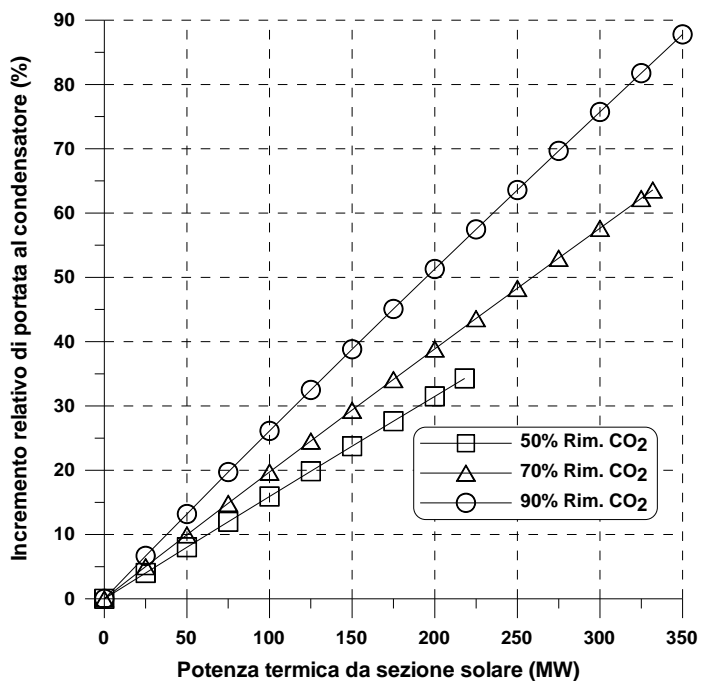


Figura 4.2 Incremento relativo di portata al condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

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. Nelle figure 4.3 e 4.4 sono riportate le variazioni della pressione e della temperatura all'interno del condensatore in funzione della potenza termica prodotta dalla sezione solare e fornita alla sezione CCS.

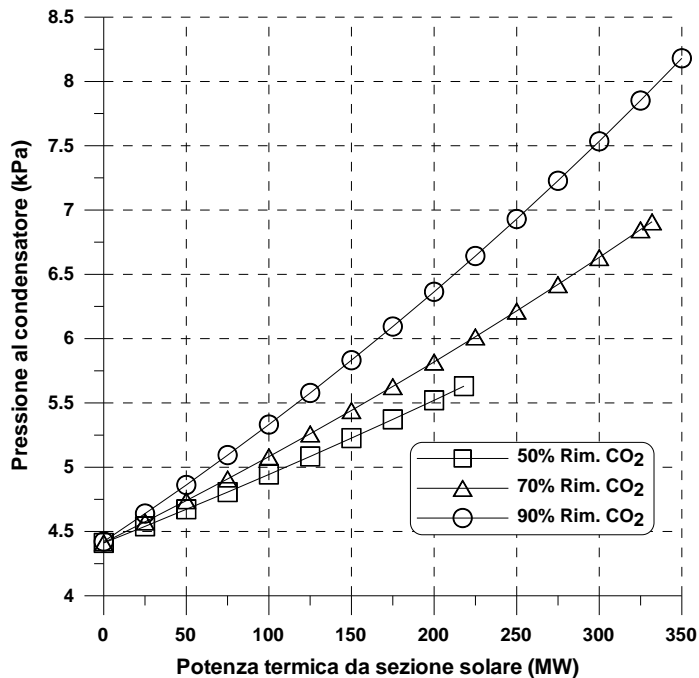


Figura 4.3 Pressione al condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

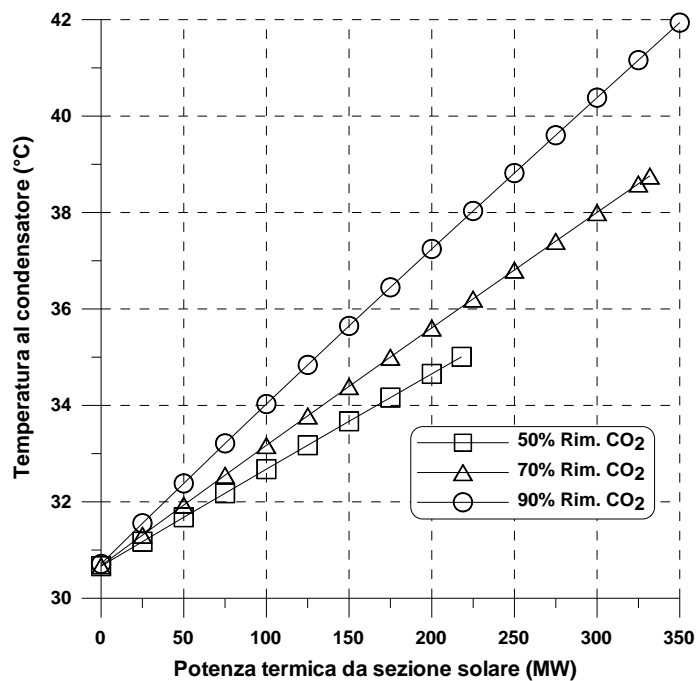


Figura 4.4 Temperatura al condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

La pressione al condensatore cresce da 4,4 kPa fino a pressioni superiori a 8 kPa (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 da 30,7 °C aumenta a causa dell'incremento della temperatura dell'acqua di mare all'uscita del condensatore. Quest'ultima è rappresentata in figura 4.5 sempre in funzione della potenza termica proveniente dalla sezione solare. Poiché la portata di acqua di refrigerazione è mantenuta costante, ad un aumento della portata di vapore da condensare corrisponde un 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 è comunque inferiore al limite massimo stabilito dalla normativa (35 °C). Come già evidenziato in tabella 2.5 il valore della temperatura di ingresso e di uscita dell'acqua di mare in condizioni nominali è pari a 18,2 °C e 26,2 °C rispettivamente.

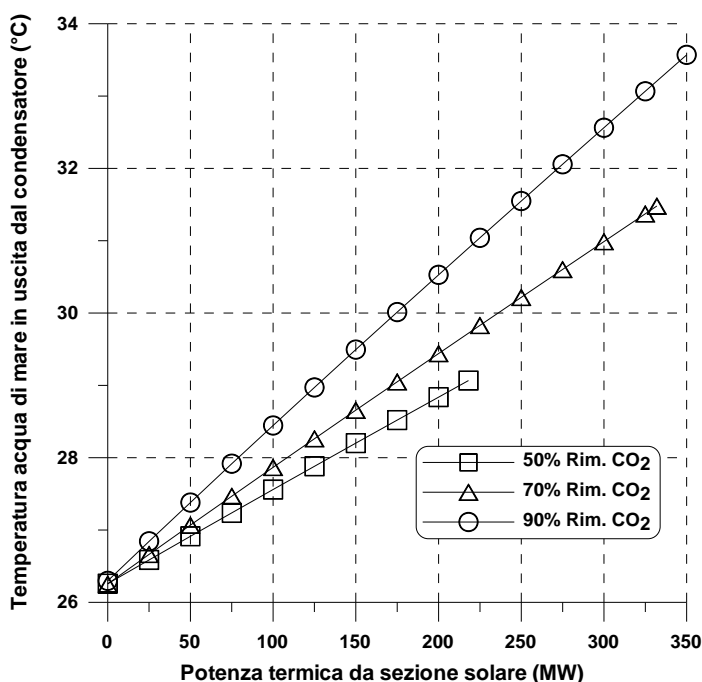


Figura 4.5 Temperatura dell'acqua di mare all'uscita dal condensatore in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

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. In particolare le figure 4.6 - 4.13 mostrano il valore della pressione nelle principali sezioni caratteristiche delle turbine (scarico delle turbine di alta e media pressione, spillamenti) in funzione della potenza termica prodotta 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. Dall'analisi delle figure emerge come la variazione di pressione dovuta all'integrazione con il solare risulti essere molto marcata nelle sezioni di bassa pressione, in cui si ha una notevole variazione della portata di vapore in espansione, e invece molto più contenuta nelle sezioni di media e alta pressione, in cui la portata è pressoché costante.

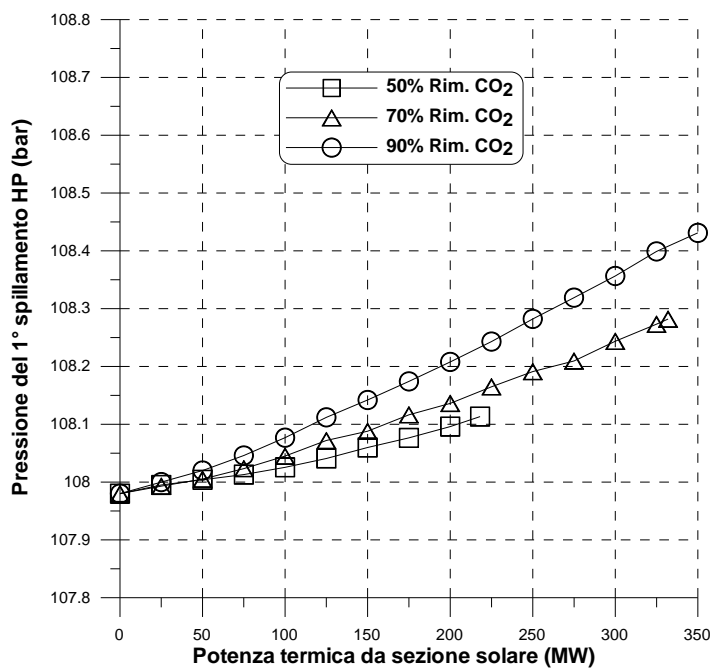


Figura 4.6 Pressione del primo spillamento (turbina alta pressione) in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

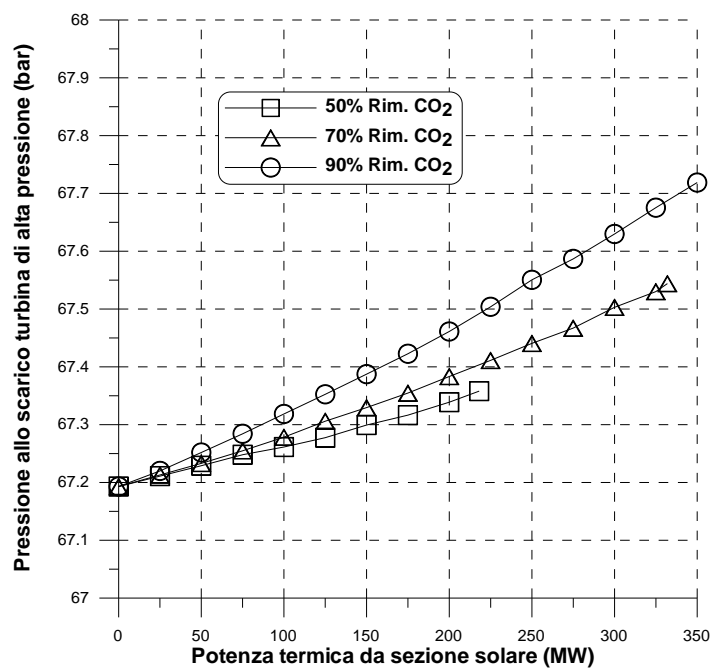


Figura 4.7 Pressione allo scarico della turbina di alta pressione in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

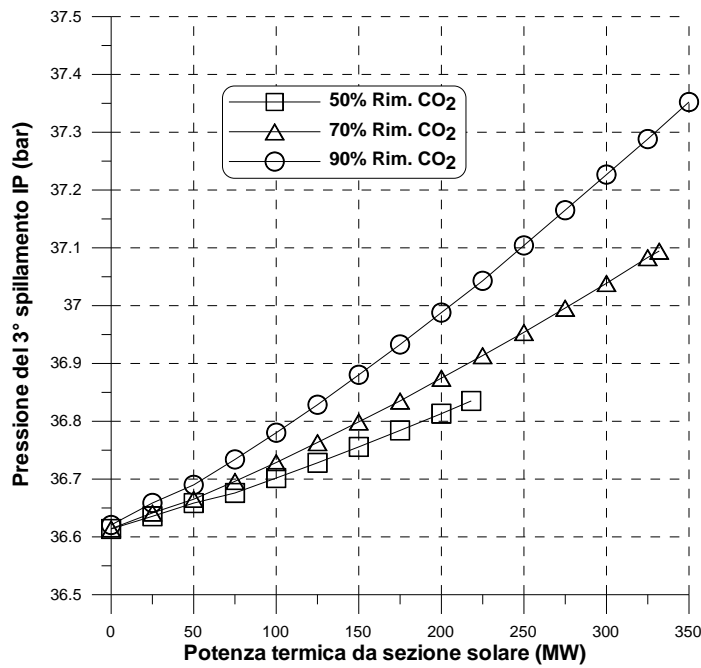


Figura 4.8 Pressione del terzo spillamento (turbina di media pressione) in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

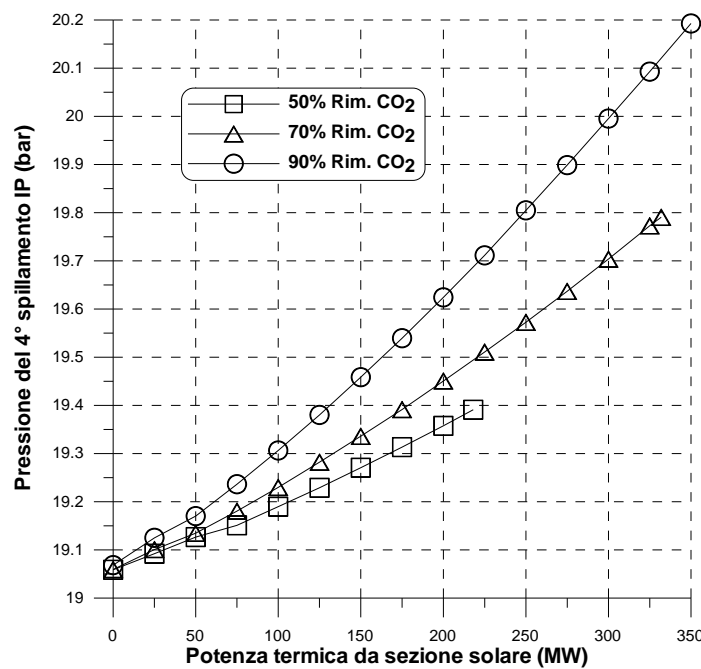


Figura 4.9 Pressione del quarto spillamento (turbina di media pressione) in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

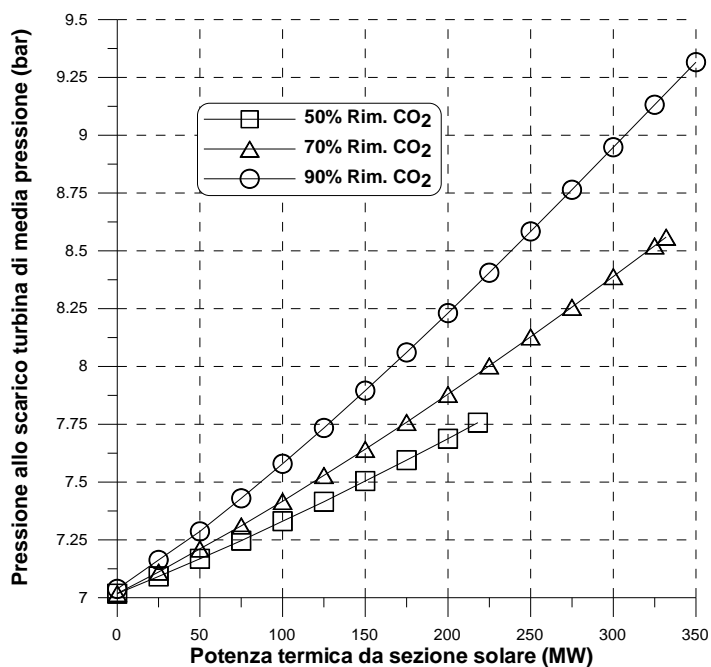


Figura 4.10 Pressione allo scarico della turbina di media pressione in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

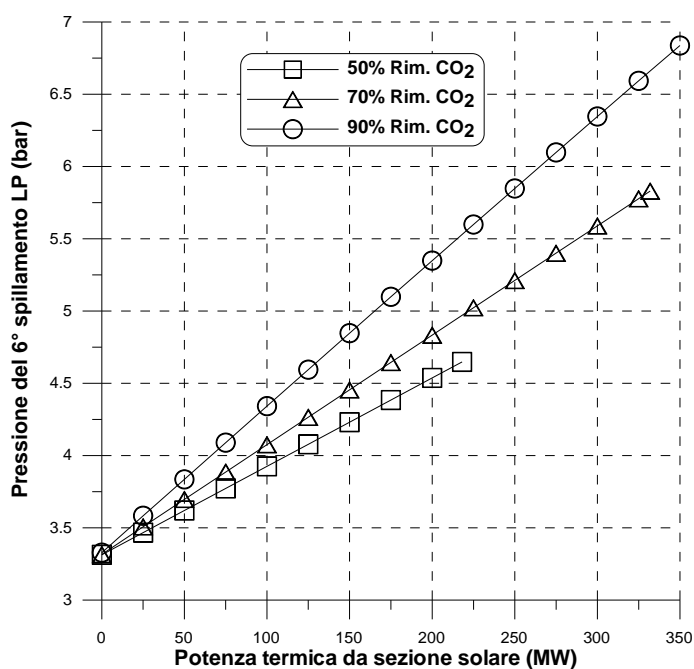


Figura 4.11 Pressione del sesto spillamento (turbina di bassa pressione) in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

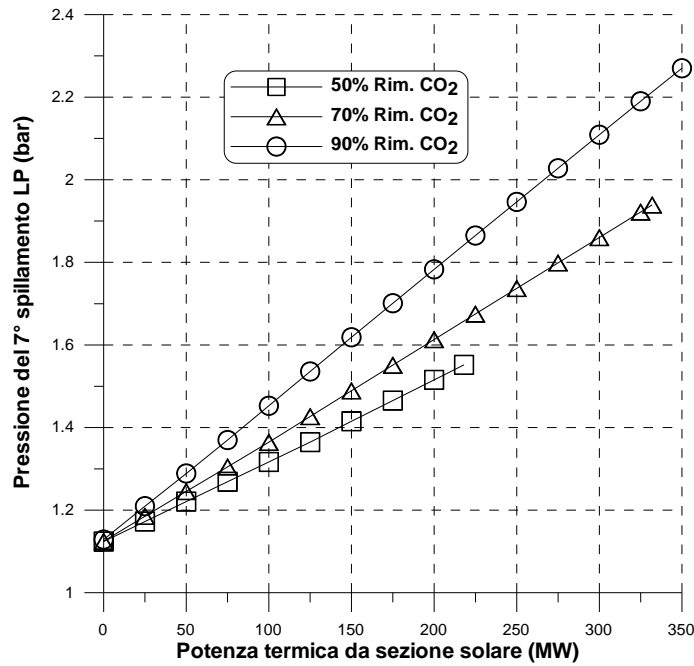


Figura 4.12 Pressione del settimo spillamento (turbina di bassa pressione) in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

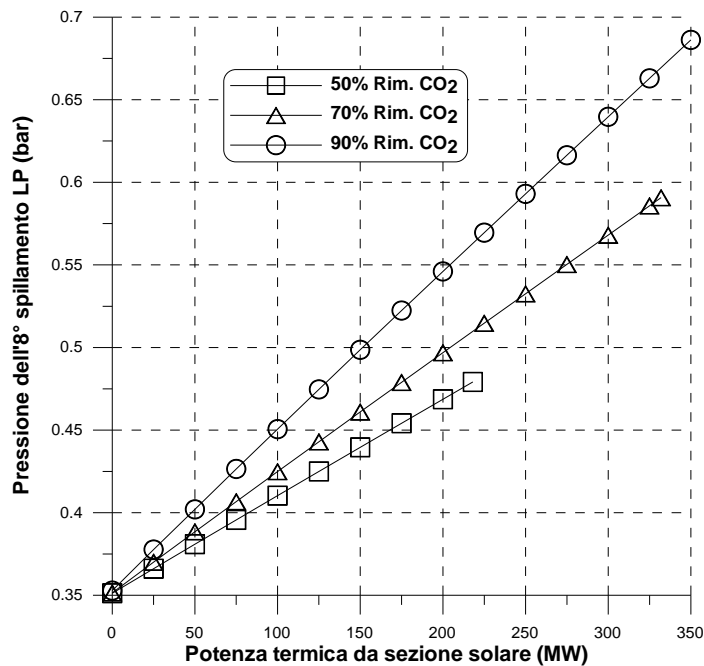


Figura 4.13 Pressione dell'ottavo spillamento (turbina di bassa pressione) in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

Nelle figure 4.14 - 4.16 viene presentato l'andamento della potenza dell'impianto USC in funzione della potenza termica derivante dalla sezione solare per i tre differenti valori di efficienza di rimozione della CO₂ (50%, 70% e 90%). Per ogni valore 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. 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.

Per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90% la differenza rispetto alle condizioni nominali risulta essere maggiore a parità di potenza termica da solare (come già emerso dalle precedenti figure 4.2-4.5) e questo si traduce in una maggiore perdita di potenza.

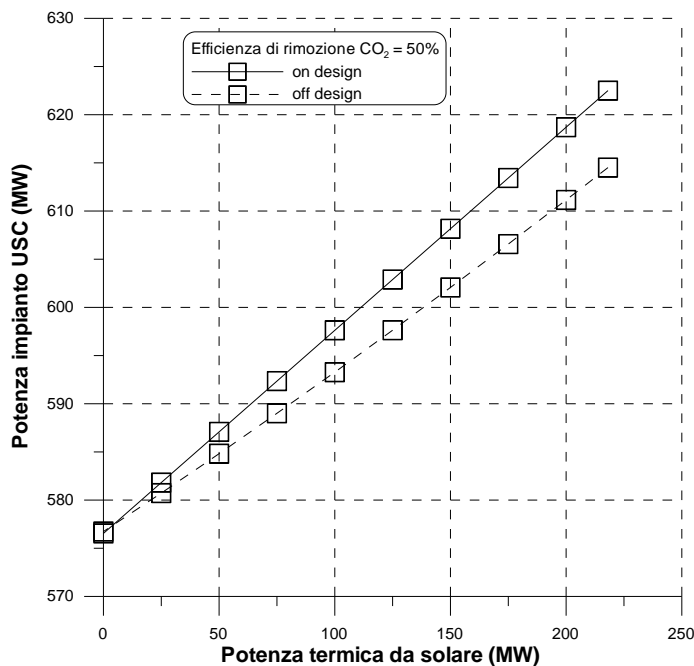


Figura 4.14 Potenza impianto USC in funzione della potenza termica dalla sezione solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 50%.

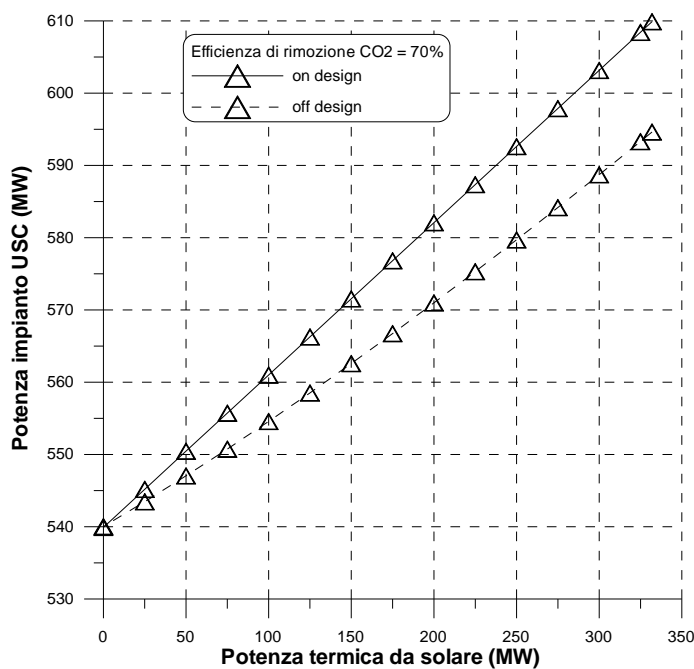


Figura 4.15 Potenza impianto USC in funzione della potenza termica dalla sezione solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

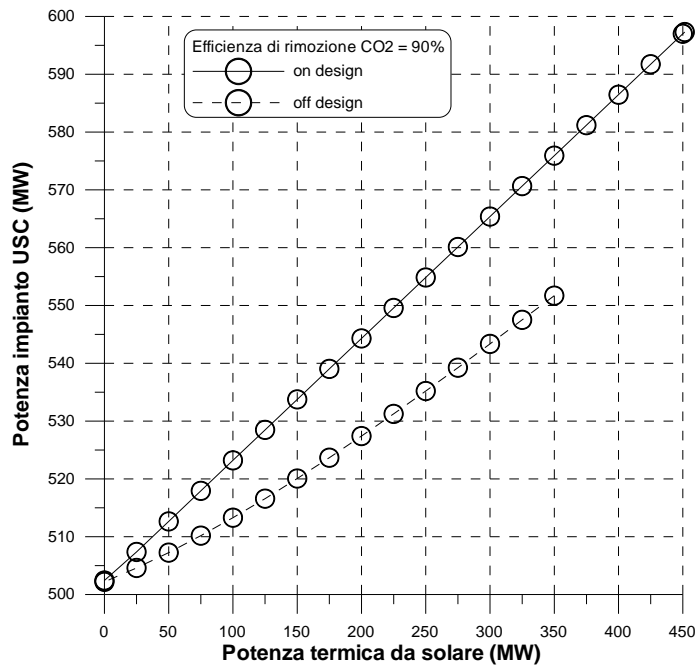


Figura 4.16 Potenza impianto USC in funzione della potenza termica dalla sezione solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

La figura 4.17 riassume le precedenti figure 4.14-4.16.

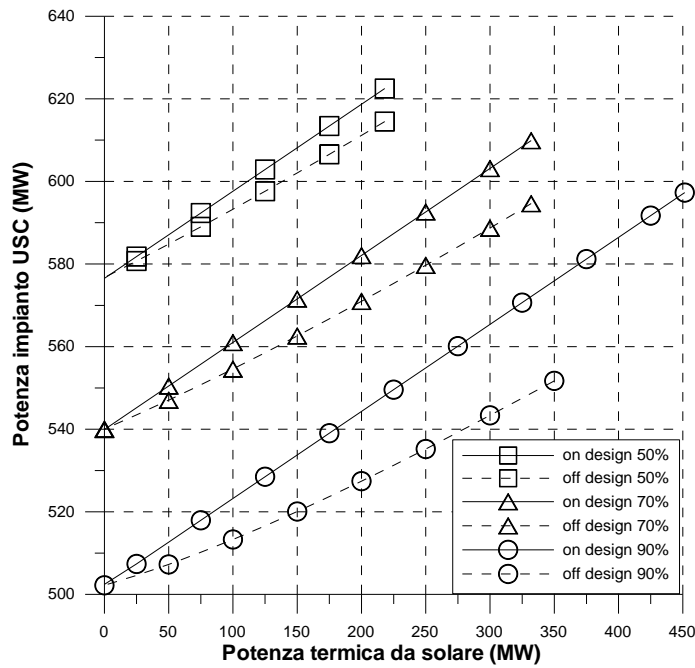


Figura 4.17 Potenza impianto USC in funzione della potenza termica dalla sezione solare.

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 2,6 MW. Come già indicato nel capitolo 3, in questo studio, per le condizioni di progetto del campo solare è stata assunta una DNI pari a 800 W/m², una altezza solare pari a 74,2° (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.

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

Numero linee del campo solare	Potenza termica nominale (MW)	Superficie dei collettori (m ²)
20	51,27	102720
40	102,54	205440
60	153,81	308160
80	205,08	410880
100	256,35	513600
120	307,62	616320
140	358,89	719040
160	410,16	821760

In tabella 4.2 si riportano l'energia solare incidente globalmente sui collettori in un anno e la corrispondente energia termica prodotta (esprese in GWh/anno) in funzione delle dimensioni del campo solare. La tabella riporta anche il rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica.

Tabella 4.2 Energia solare incidente e energia termica da solare (GWh/anno) e rendimento dei collettori in funzione delle dimensioni del campo solare

Numero linee del campo solare	Energia solare incidente	Energia termica da solare	Rendimento dei collettori
20	176,54	71,67	0,406
40	353,08	143,34	0,406
60	529,62	215,01	0,406
80	706,16	286,68	0,406
100	882,7	358,35	0,406
120	1059,24	430,02	0,406
140	1235,78	501,69	0,406
160	1412,32	573,36	0,406

Nella successiva tabella 4.3 si riporta l'energia elettrica prodotta dall'impianto USC (GWh) sia in condizioni di riferimento senza sezione di rimozione della CO₂ che in integrazione con la sezione di rimozione della CO₂. In particolare i risultati sono riportati per i tre valori di efficienza di rimozione precedentemente esaminati (50, 70 e 90%). Nel caso di integrazione con il sistema di rimozione della CO₂ la tabella mostra gli effetti della dimensione del campo solare sulla produzione di energia dell'impianto USC. Per impianti USC con rimozione del 50 e del 70% gli impianti solari di maggiori dimensioni (oltre 80 linee e oltre 120 linee rispettivamente) producono più energia termica di quanta venga richiesta per il funzionamento della sezione di rimozione della CO₂.

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. 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 l'impianto USC mostra una produzione annua pari a 5050 GWh (con una riduzione del 12,4%) per una efficienza di rimozione del 50%. La produzione annua di energia si riduce inoltre a 4730 e a 4399 GWh per efficienze di rimozione rispettivamente pari al 70 e al 90% (riduzione percentuale della produzione annua di energia pari al 17,9% e al 23,7%, rispettivamente).

Tabella 4.3 Energia prodotta da impianto USC (GWh/anno)

	USC	USC + DeC. 50%	USC + DeC. 70%	USC + DeC. 90%
No integrazione solare	5764	5050	4730	4399
Impianto solare da 20 linee	5764	5064	4741	4406
Impianto solare da 40 linee	5764	5076	4751	4414
Impianto solare da 60 linee	5764	5088	4761	4423
Impianto solare da 80 linee	5764	5100	4773	4432
Impianto solare da 100 linee	5764	-	4785	4442
Impianto solare da 120 linee	5764	-	4797	4452
Impianto solare da 140 linee	5764	-	-	4463

La tabella 4.4 riporta l'incremento di energia elettrica prodotta dall'impianto USC (GWh) integrato con la sezione di rimozione della CO₂ (per i tre valori di efficienza di rimozione considerati) dovuto al campo solare, in funzione del numero di linee. Gli incrementi sono molto ridotti (al massimo 50-70 GWh/anno) e ciò si traduce in un incremento percentuale dell'energia prodotto che supera l'1% solo nel caso di integrazione con campi solari di notevole dimensione. A parità di dimensione del campo solare si ha un maggiore incremento nell'impianto caratterizzato da una minore efficienza di rimozione della CO₂. Infatti gli impianti con efficienza di rimozione pari al 50% assicurano un miglior sfruttamento dell'energia solare (come emerge dalle successive tabelle rappresentanti i rendimenti di conversione) dovuto alle minori differenze con le condizioni di funzionamento di progetto.

Tabella 4.4 Incremento di energia prodotta da impianto USC espresso in termini assoluti (GWh/anno) e relativi (%)

	USC + DeC. 50%		USC + DeC. 70%		USC + DeC. 90%	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
No integrazione solare	0	0	0	0	0	0
Impianto solare da 20 linee	14	0,28	11	0,23	7	0,16
Impianto solare da 40 linee	26	0,51	21	0,44	15	0,34
Impianto solare da 60 linee	38	0,75	31	0,65	24	0,54
Impianto solare da 80 linee	50	0,99	43	0,91	33	0,75
Impianto solare da 100 linee	-		55	1,16	43	0,98
Impianto solare da 120 linee	-		67	1,41	53	1,20
Impianto solare da 140 linee	-		-	-	64	1,45

La tabella 4.5 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% che si riduce notevolmente a causa della sezione di rimozione della CO₂.

Tabella 4.5 Rendimento impianto USC (%)

	USC	USC + DeC. 50%	USC + DeC. 70%	USC + DeC. 90%
No integrazione solare	43,87	38,43	35,99	33,48
Impianto solare da 20 linee	43,87	38,54	36,08	33,53
Impianto solare da 40 linee	43,87	38,63	36,16	33,59
Impianto solare da 60 linee	43,87	38,72	36,24	33,66
Impianto solare da 80 linee	43,87	38,81	36,32	33,73
Impianto solare da 100 linee	43,87	-	36,41	33,80
Impianto solare da 120 linee	43,87	-	36,50	33,88
Impianto solare da 140 linee	43,87	-	-	33,96

In assenza di integrazione solare, per una efficienza di rimozione del 50% la riduzione di rendimento è di circa 5,5 punti percentuali (38,43%), mentre all'aumentare del grado di rimozione della CO₂ si raggiungono valori prossimi a 8 punti percentuali (35,99%) per una efficienza di rimozione del 70% e a quasi 10,5 punti percentuali (33,48%) per una efficienza di rimozione del 90%. Con l'integrazione solare, all'aumentare del contributo dell'energia solare alla produzione di energia elettrica il rendimento aumenta in misura

modesta. A parità di dimensioni del campo solare un aumento più marcato del rendimento dell'impianto USC si verifica 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 0,5 punti percentuali.

La tabella 4.6 riporta il rendimento di conversione dell'energia termica prodotta dal campo solare (al netto delle perdite complessive del campo 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 termica prodotta dal campo solare. I valori maggiori del rendimento di conversione dell'energia termica si ottengono ancora per una efficienza di conversione del 50%, per le minori variazioni rispetto alle condizioni di "on design".

Tabella 4.6 Rendimento di conversione dell'energia termica da solare in energia elettrica (%)

	USC + DeC. 50%	USC + DeC. 70%	USC + DeC. 90%
No integrazione solare	-	-	-
Impianto solare da 20 linee	18,92	15,40	9,64
Impianto solare da 40 linee	17,72	14,96	10,36
Impianto solare da 60 linee	17,47	15,02	10,94
Impianto solare da 80 linee	17,45	15,19	11,46
Impianto solare da 100 linee	-	15,40	11,93
Impianto solare da 120 linee	-	15,61	12,34
Impianto solare da 140 linee	-	-	12,71

La tabella 4.7 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 (questa volta al lordo delle perdite del campo solare). Esso è pari al prodotto tra il rendimento di conversione dell'energia termica da solare in energia elettrica (riportato in tabella 4.6) e il rendimento del campo solare (riportato in tabella 4.2).

Come emerge dalla tabella i rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica per questa applicazione sono molto bassi (al massimo pari al 7-8%), ciò è dovuto alla ridotta temperatura (attorno a 150 °C) di produzione del vapore nel campo solare.

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 4.18–4.24 forniscono una indicazione sui differenti contributi dovuti alla integrazione con il solare nei diversi mesi dell'anno. 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 80 linee (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 tre diversi valori dell'efficienza di rimozione considerati in questo studio.

Tabella 4.7 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica (%)

	USC + DeC. 50%	USC + DeC. 70%	USC + DeC. 90%
No integrazione solare	-	-	-
Impianto solare da 20 linee	7,68	6,25	3,91
Impianto solare da 40 linee	7,19	6,07	4,20
Impianto solare da 60 linee	7,09	6,10	4,44
Impianto solare da 80 linee	7,08	6,17	4,65
Impianto solare da 100 linee	-	6,25	4,84
Impianto solare da 120 linee	-	6,34	5,01
Impianto solare da 140 linee	-	-	5,16

Le figure 4.18-4.20 mostrano l'incremento percentuale medio mensile di produzione elettrica dovuto all'integrazione con il solare nei tre casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (50%, 70% e 90%). Durante i mesi più soleggiati (giugno e luglio) si raggiungono incrementi di produzione elettrica 5-6 volte superiori ai valori ottenuti durante il periodo invernale e valori quasi doppi rispetto alla media annua. Si ha un incremento della produzione elettrica dell'impianto USC che si mantiene comunque sempre inferiore al 2% della produzione elettrica dell'impianto di riferimento.

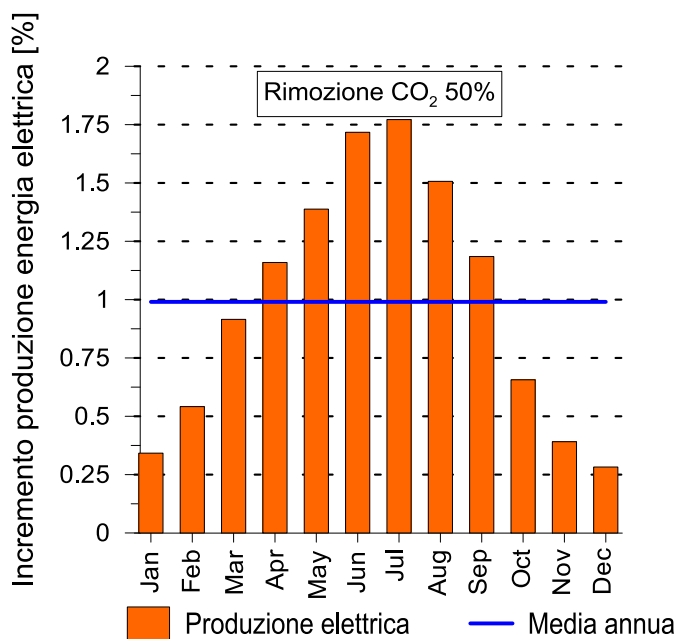


Figura 4.18 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 50%.

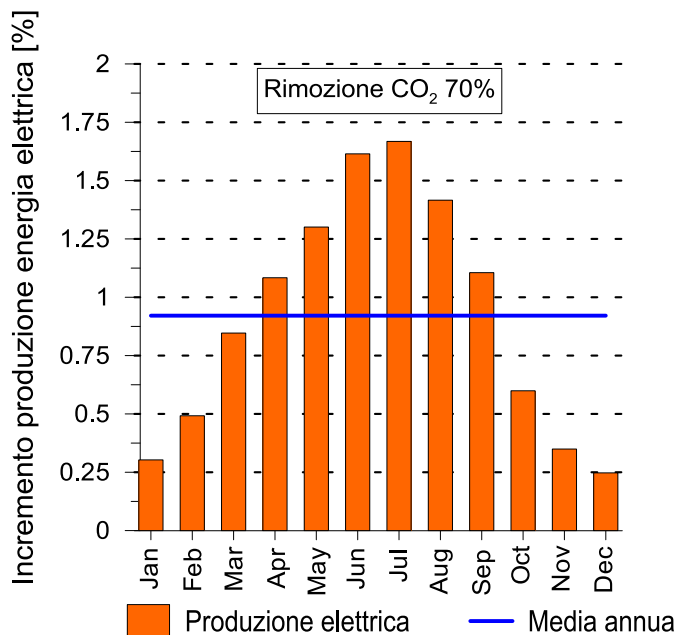


Figura 4.19 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

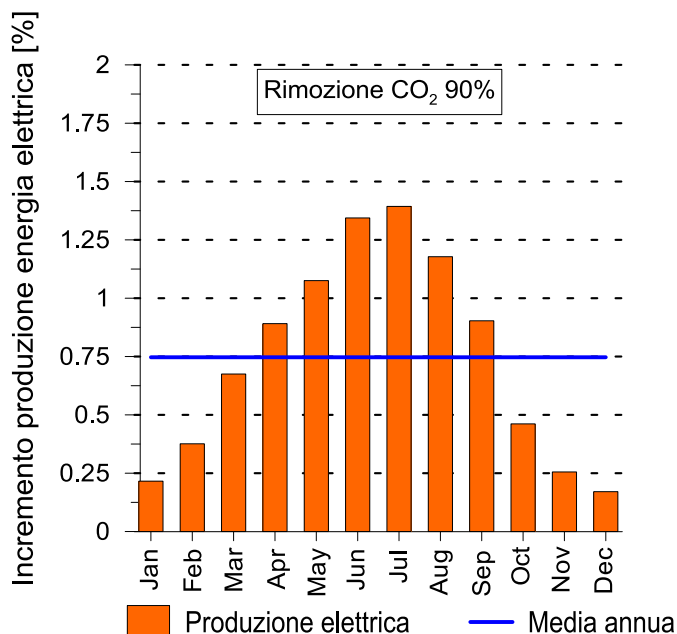


Figura 4.20 Incremento percentuale della produzione di energia elettrica dovuto all'integrazione con il solare per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

La figura 4.21 mostra il rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori. Tale rendimento, che presenta un valore medio annuo di poco superiore al 40%, raggiunge il 50% nei mesi estivi e crolla fino al 20% nei mesi invernali. Questo rendimento non è influenzato dalla efficienza di rimozione della CO₂.

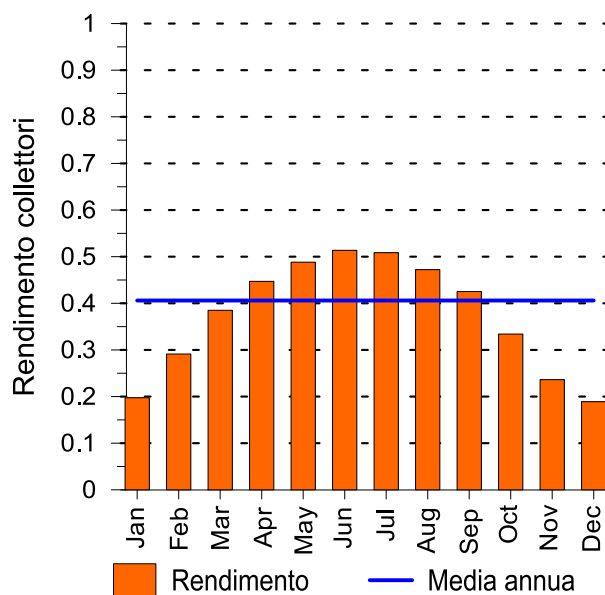


Figura 4.21 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia termica nei collettori.

Le figure 4.22-4.24 mostrano infine il rendimento medio di conversione dell'energia solare in energia termica per i dodici mesi dell'anno nei tre casi di efficienza di rimozione della CO₂ considerati (50%, 70% e 90%). Anche il rendimento di conversione presenta valori medi estivi superiori rispetto alla media annua e valori invernali invece notevolmente inferiori.

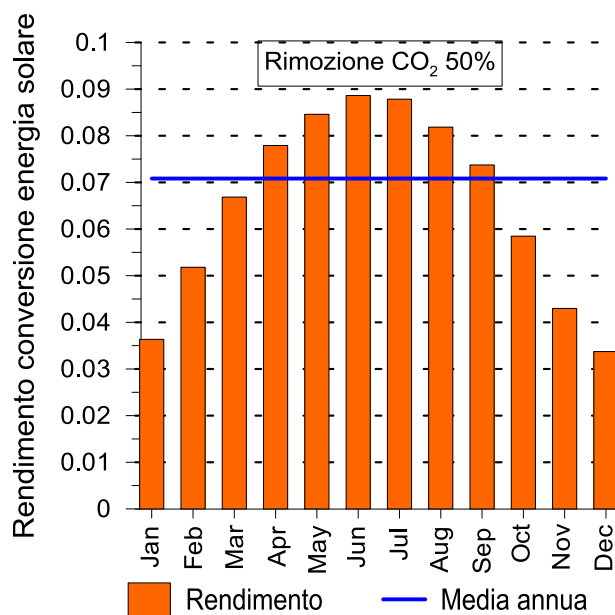


Figura 4.22 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 50%.

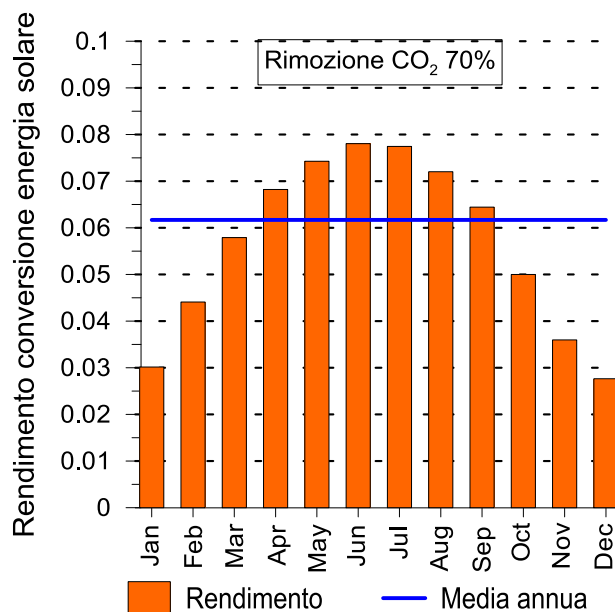


Figura 4.23 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 70%.

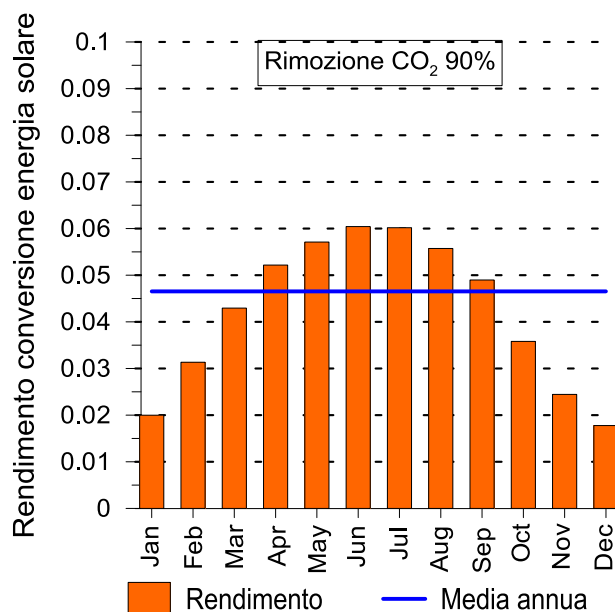


Figura 4.24 Rendimento di conversione dell'energia solare in energia elettrica per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%.

4.2 Analisi economica

È stata infine effettuata un'analisi preliminare dei costi dell'integrazione dell'impianto USC con il campo solare. Il costo di produzione dell'energia elettrica (espresso in c€/kWh) è stato calcolato per le diverse

tipologie di impianto considerate nell'analisi: impianto USC, impianto USC integrato con la sezione CCS, impianto USC integrato con la sezione CCS e il campo solare.

Il costo totale annuo dell'impianto C_T , dato dalla somma dei costi fissi C_F e dei costi variabili C_V , è stato qui valutato mediante un modello semplificato di prima approssimazione. I costi fissi C_F sono dati dal costo di impianto C_I e da un contributo aggiuntivo che tiene complessivamente conto dei costi del personale, assicurativi e della manutenzione ordinaria, considerato per semplicità proporzionale ai costi di impianto attraverso un coefficiente K_F . I costi variabili C_V sono dati dal costo del combustibile C_C e da un contributo aggiuntivo che tiene complessivamente conto dei costi dei materiali reagenti per la desolfurazione e la denitrificazione, dei sorbenti per la rimozione della CO_2 , e da altri costi di gestione, considerato per semplicità proporzionale al costo del combustibile attraverso per un coefficiente K_V .

$$C_T = C_F + C_V$$

$$C_F = C_I * (1 + K_F)$$

$$C_V = C_C * (1 + K_V)$$

In tabella 4.8 vengono presentati i parametri economico-finanziari utilizzati per il calcolo del costo di produzione dell'energia.

Per l'impianto USC si è previsto un costo di impianto pari a 1200 €/kW [24], mentre l'integrazione dell'impianto con la sezione CCS prevede un incremento del costo di impianto stimato tra il 60% e il 100% [24]. 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 90 €/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'8%.

Tabella 4.8 Dati economico- finanziari

Costo unitario impianto USC (CUI)	1200	€/kW
Costo unitario impianto USC integrato con CCS (eff. rimozione 50%)	1,8*CUI	€/kW
Costo unitario impianto USC integrato con CCS (eff. rimozione 70%)	1,85*CUI	€/kW
Costo unitario impianto USC integrato con CCS (eff. rimozione 90%)	1,9*CUI	€/kW
Costo unitario del combustibile	90	€/t
Costo unitario impianto solare	150-200	€/m ²
Coefficiente K_F per il calcolo dei costi fissi	0,18	
Coefficiente K_V per il calcolo dei costi variabili	0,05	
Vita utile impianto	20	anni
Tasso interesse	8	%

Anche per l'analisi economica è stato preso come riferimento un campo solare da 80 linee (circa 200 MW di potenza termica nominale), che, come detto, può essere integrato con un impianto USC con sezioni di cattura della CO_2 dimensionate per i tre diversi valori dell'efficienza di rimozione considerati in questo studio.

Il costo di produzione dell'energia elettrica è stata calcolato al variare del costo dell'impianto solare. La tabella 4.9 riporta il costo di produzione dell'energia elettrica e il costo marginale di produzione dell'energia

elettrica da solare per un costo unitario dell'impianto solare basato su collettori lineari Fresnel pari a 200 €/m² che è un valore attuale sul mercato, mentre la tabella 4.10 riporta i medesimi risultati per un costo unitario dell'impianto solare pari a 150 €/m², che è un obiettivo raggiungibile nei prossimi anni con gli specchi Fresnel. La tabella 4.11 infine riporta i risultati ottenuti considerando un costo unitario dell'impianto solare pari a 100 €/m², che si può considerare come un valore speculativo per il campo solare.

Tabella 4.9 Costo di produzione dell'energia elettrica e costo marginale di produzione dell'energia elettrica da solare per un costo unitario dell'impianto solare pari a 200 €/m².

		USC	USC + CCS			USC + CCS + solare		
			50%	70%	90%	50%	70%	90%
Potenza nominale	MW	658,0	576,5	539,9	502,4	611,0	571,0	527,6
Rendimento	%	43,87	38,43	35,99	33,49	38,81	36,32	33,73
Energia elettrica annua	GWh	5764	5050	4730	4401	5100	4772	4433
Costi fissi annui	M€	94,9	170,8	175,6	180,3	179,2	183,9	188,7
Costi variabili annui	M€	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Costi totali annui	M€	273,5	349,4	354,2	358,9	357,8	362,5	367,3
Costi fissi	c€/kWh	1,65	3,38	3,71	4,10	3,51	3,85	4,26
Costi variabili	c€/kWh	3,10	3,54	3,78	4,06	3,50	3,74	4,03
Costi totali	c€/kWh	4,75	6,92	7,49	8,16	7,02	7,60	8,29
Incremento annuo Ee da solare	GWh	-	-	-	-	49,9	42,9	31,5
Costo marginale Ee da solare	c€/kWh	-	-	-	-	16,76	19,46	26,54
Emissioni annue di CO ₂	Mt	4,55	2,28	1,37	0,46	2,28	1,37	0,46
Emissioni specifiche di CO ₂	g/kWh	790,0	450,9	288,9	103,5	446,1	286,0	102,7

I bassi costi dei collettori Fresnel conducono a costi marginali dell'energia elettrica prodotta da solare relativamente contenuti, sebbene con l'integrazione del campo solare il costo medio globale di produzione dell'energia tenda ad aumentare. L'analisi economica mostra come l'impianto USC di base abbia un costo di produzione dell'energia elettrica pari a 4,75 c€/kWh, valore che con l'integrazione con la sezione CCS cresce a 6,92 c€/kWh per un impianto con rimozione del 50% della CO₂, mentre il costo aumenta fino a 7,49 e 8,16 c€/kWh per rimozioni della CO₂ pari al 70% e al 90% rispettivamente. Considerando un costo del campo solare basato su collettori Fresnel pari a 200 €/m², i costi marginali di produzione dell'energia elettrica sono compresi tra 16,8 e 26,5 c€/kWh (funzione della efficienza di rimozione della CO₂). Infatti l'incremento di energia prodotta grazie al contributo del campo solare è dell'ordine dello 0,8-1% (sempre funzione della efficienza di rimozione della CO₂), mentre l'incremento dei costi fissi dovuto all'installazione del campo solare è attorno al 5,5%, che si traduce in un incremento del 2,7% dei costi totali di produzione dell'energia. Se si ipotizza di ridurre il costo del campo solare basato su collettori Fresnel fino a 150 €/m², i costi marginali di produzione dell'energia elettrica si riducono e sono compresi tra 12,6 e 19,9 c€/kWh (sempre funzione della efficienza di rimozione della CO₂). Infatti l'incremento di energia elettrica prodotta dall'impianto USC grazie al contributo del campo solare rimane sempre dell'ordine dello 0,8-1%, ma l'incremento dei costi fissi dovuto all'installazione del campo solare si riduce a circa il 3,5%, che si traduce in un incremento dell' 1,8% dei costi totali di produzione dell'energia.

Tabella 4.10 Costo di produzione dell'energia elettrica e costo marginale di produzione dell'energia elettrica da solare per un costo unitario dell'impianto solare pari a 150 €/m².

		USC	USC + CCS			USC + CCS + solare		
			50%	70%	90%	50%	70%	90%
Potenza nominale	MW	658,0	576,5	539,9	502,4	611,0	571,0	527,6
Rendimento	%	43,87	38,43	35,99	33,49	38,81	36,32	33,73
Energia elettrica annua	GWh	5764	5050	4730	4401	5100	4772	4433
Costi fissi annui	M€	94,9	170,8	175,6	180,3	177,1	181,8	186,6
Costi variabili annui	M€	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Costi totali annui	M€	273,5	349,4	354,2	358,9	355,7	360,4	365,2
Costi fissi	c€/kWh	1,65	3,38	3,71	4,10	3,47	3,81	4,21
Costi variabili	c€/kWh	3,10	3,54	3,78	4,06	3,50	3,74	4,03
Costi totali	c€/kWh	4,75	6,92	7,49	8,16	6,97	7,55	8,24
Incremento annuo Ee da solare	GWh	-	-	-	-	49,9	42,9	31,5
Costo marginale Ee da solare	c€/kWh	-	-	-	-	12,57	14,59	19,90
Emissioni annue di CO ₂	Mt	4,55	2,28	1,37	0,46	2,28	1,37	0,46
Emissioni specifiche di CO ₂	g/kWh	790,0	450,9	288,9	103,5	446,1	286,0	102,7

Tabella 4.11 Costo di produzione dell'energia elettrica e costo marginale di produzione dell'energia elettrica da solare per un costo unitario dell'impianto solare pari a 100 €/m².

		USC	USC + CCS			USC + CCS + solare		
			50%	70%	90%	50%	70%	90%
Potenza nominale	MW	658,0	576,5	539,9	502,4	611,0	571,0	527,6
Rendimento	%	43,87	38,43	35,99	33,49	38,81	36,32	33,73
Energia elettrica annua	GWh	5764	5050	4730	4401	5100	4772	4433
Costi fissi annui	M€	94,9	170,8	175,6	180,3	175,0	179,7	184,5
Costi variabili annui	M€	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Costi totali annui	M€	273,5	349,4	354,2	358,9	353,6	358,3	363,1
Costi fissi	c€/kWh	1,65	3,38	3,71	4,10	3,43	3,77	4,16
Costi variabili	c€/kWh	3,10	3,54	3,78	4,06	3,50	3,74	4,03
Costi totali	c€/kWh	4,75	6,92	7,49	8,16	6,93	7,51	8,19
Incremento annuo Ee da solare	GWh	-	-	-	-	49,9	42,9	31,5
Costo marginale Ee da solare	c€/kWh	-	-	-	-	8,38	9,71	13,27
Emissioni annue di CO ₂	Mt	4,55	2,28	1,37	0,46	2,28	1,37	0,46
Emissioni specifiche di CO ₂	g/kWh	790,0	450,9	288,9	103,5	446,1	286,0	102,7

Infine nell'ipotesi speculativa di una forte riduzione del costo dei collettori nei prossimi anni fino a 100 €/m² i costi marginali arrivano anche ad essere molto prossimi ai costi di produzione dell'energia elettrica senza integrazione. Infatti per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 50% il costo marginale è pari a 8,38 c€/kWh, valore che aumenta fino a 13,27 c€/kWh per una efficienza di rimozione della CO₂ pari al 90%. Appare pertanto evidente come l'impiego del solare a concentrazione per la produzione di vapore da utilizzare per la rigenerazione del solvente nei processi di cattura della CO₂ prodotta da impianti USC possa condurre a diminuzioni del costo di produzione dell'energia solamente in presenza di forti riduzioni di costo dei collettori solari (almeno del 60-65% rispetto ai valori attuali).

5 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.

Lo studio è stato realizzato attraverso una complessa modellistica sviluppata con l'ausilio dei codici commerciali Aspen-Plus e Gate-Cycle per le sezioni USC e CCS, del codice Meteororm 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 garantisce nella configurazione base prestazioni elevate in termini di rendimento (43,87%), 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 50%, il rendimento dell'impianto USC si riduce al 38,4%, valore che scende al 36,0% per una efficienza di rimozione pari al 70% e fino al 33,5%, nell'ipotesi di efficienza di rimozione del 90%. Le emissioni specifiche di CO₂, che per l'impianto USC di riferimento sono pari a 790 g/kWh, si riducono notevolmente, arrivando a 103 g/kWh, nell'ipotesi di efficienza di rimozione del 90%. Anche nel caso di impianto USC integrato con sistemi CCS con efficienza di rimozione della CO₂ pari al 50% le emissioni dell'impianto si riducono in misura sostanziale (450,9 g/kWh), però si mantengono superiori a quelle dei moderni impianti di produzione elettrica basati su cicli combinati e alimentati a gas naturale (circa 350 g/kWh).

È stata quindi effettuata un'analisi approfondita delle prestazioni del campo solare con riferimento alla zona climatica di Cagliari. Per produrre una potenza termica utile pari a 50 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 circa 20 linee di collettori operanti in parallelo, di lunghezza e larghezza pari a circa 450 m e a 16,5 m rispettivamente, con una occupazione di spazio a terra dell'ordine di circa 200000 m². La potenza complessivamente prodotta dal campo solare aumenta ovviamente in funzione del numero di linee installate. L'analisi effettuata mostra come il campo solare di riferimento (20 linee) è in grado di operare per circa 3500 ore/anno, con una produzione di energia termica pari a circa 72 GWh. 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. Il rendimento netto del campo solare su base annua risulta essere pari a circa il 40,6%.

Infine nell'ultima parte della ricerca sono stati valutati gli effetti dell'integrazione tra il campo solare e la sezione CCS dell'impianto USC. L'integrazione con il solare permette di produrre parzialmente o completamente (in relazione alle dimensioni del campo solare), l'energia richiesta per la rigenerazione del solvente e di ridurre la portata di vapore spillata allo scopo dalla turbina di bassa pressione, con conseguente beneficio per le prestazioni dell'impianto USC. Tuttavia nelle ore di funzionamento dell'impianto USC in integrazione con il solare, cioè quando la sezione CCS è alimentata completamente o in parte con vapore prodotto dal campo solare, l'impianto USC opera in condizioni di "off-design" con conseguente penalizzazione delle prestazioni. Dall'analisi emerge pertanto come non sia possibile sfruttare completamente le potenzialità dell'energia solare e come la penalizzazioni aumentino all'aumentare del grado di rimozione della CO₂, perché l'impianto USC si discosta sempre maggiormente dalle condizioni di progetto.

L'integrazione con il solare permette un incremento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto USC pari, su base annua, a circa l'1%, con un incremento di rendimento che può raggiungere al più 0,5 punti percentuali. Valori più elevati si ottengono nei mesi estivi, caratterizzati da una maggiore radiazione incidente, nei quali l'incremento percentuale di energia prodotta si avvicina anche al 2%, con rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica anche pari al 9%, mentre la media annuale non supera il 7% per un campo solare integrato con un sistema CCS con efficienza di rimozione pari al 50%.

Nonostante i relativamente bassi costi dei collettori Fresnel che assicurano contenuti costi marginali dell'energia elettrica prodotta da fonte solare, i costi di produzione dell'energia elettrica degli impianti USC con rimozione della CO₂ integrati con collettori a concentrazione tendono ad aumentare. L'analisi economica preliminare condotta in conclusione della presente ricerca mostra infatti come l'impianto USC di base abbia un costo di produzione dell'energia elettrica pari a 4,75 c€/kWh, valore che con l'integrazione con la sezione CCS cresce a 7-8 c€/kWh (funzione della efficienza di rimozione della CO₂). Considerando un costo attuale di un campo solare basato su collettori Fresnel nell'intervallo 150-200 €/m², il costo totale di produzione dell'energia cresce di circa l'1,8-2,7%, con costi marginali di produzione dell'energia elettrica da fonte solare che risultano compresi tra 12,5 e 26 c€/kWh. Nell'ipotesi speculativa di una forte riduzione del costo dei collettori nei prossimi anni fino a 100 €/m² i costi marginali di produzione dell'energia elettrica da fonte solare scendono fino a 8,5-13 c€/kWh (in funzione della efficienza di rimozione della CO₂), valori solo di poco superiori al costo di produzione dell'energia elettrica da impianti USC integrati con sezione CCS. Pertanto, solamente nel caso di forti riduzioni di costo dei collettori solari (almeno del 60-65% rispetto agli attuali) l'impiego del solare a concentrazione per la produzione di vapore da utilizzare per la rigenerazione del solvente nei processi di cattura della CO₂ prodotta da impianti USC appare economicamente conveniente.

6 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] Zhang, Q., Fan, Y., Li, W., 2010. Numerical simulation and experimental verification of chemical reactions for SCR DeNOx. *Front Chem Eng China*, Vol. 4, 523-528.
- [17] 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.
- [18] Gomez, A., Fueyo, N., Tomas, A., 2007. Detailed modelling of a flue-gas desulfurisation plant. *Comput Chemical Engineering*, Vol. 31, 1419-1431.
- [19] Kohl, A.L. e Nielsen, R.B. 1997. *Gas Purification 5th Edition*. Houston, Texas : Gulf publishing Company, 1997.
- [20] 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.
- [21] 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.

[22] 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*, I, 135-142..

[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 II. A parametric study of the economical performance based on monoethanolamine. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*, I, 135-142.

[24] 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.

7 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	MonoEtanolAmmia
ORC	Organic Rankine Cycle
SCR	Selective Catalytic REduction
USC	Ultra Super Critici

Appendice

Le prestazioni dell'impianto USC sono state valutate nell'ipotesi che venga alimentato con un carbone a basso tenore di zolfo (carbone sudafricano importato in Italia) le cui analisi elementare ed approssimata precedentemente riportate nelle tabelle 2.2 e 2.3, sono riassunte nelle tabelle A.1 e A.2.

Tabella A.1. Analisi elementare del carbone

Composizione massica %	
C	65,66
H	3,64
O	6,84
N	1,61
S	0,85
Umidità	7,00
Ceneri	14,40

Tabella A.2. Analisi approssimata del carbone

Composizione massica %	
Carbonio fisso	52,70
Materia volatile	25,90
Umidità	7,00
Ceneri	14,40
LHV (MJ/kg)	25,03

Il "carbonio fisso", che rappresenta il residuo organico che rimane dopo aver sottratto l'umidità, la materia volatile e le ceneri determinati con l'analisi immediata, può contenere, oltre al carbonio, piccole quantità (alcune parti per cento) di idrogeno, ossigeno e azoto e zolfo. Convenzionalmente, e per semplicità, nella fattispecie si assume che il carbonio fisso non contenga ossigeno e idrogeno (concentrati quindi nella materia volatile) e includa invece tutto l'azoto e tutto lo zolfo presenti nel carbone.

Si può caratterizzare la materia volatile sia per quanto riguarda i componenti fondamentali (Tar, acqua e gas), sia per quanto riguarda più in dettaglio il gas della materia volatile (CO, CO₂, H₂, CH₄), procedendo come segue.

Indicando con X_T, X_A e X_G le frazioni massiche di Tar, acqua e gas nella materia volatile e con X_{CO}, X_{CO2}, X_{H2} e X_{CH4} le frazioni massiche di CO, CO₂, H₂ e CH₄ nel gas della materia volatile e ancora con X_C, X_H e X_O le frazioni massiche di carbonio, idrogeno e ossigeno nel carbone (come risultano dall'analisi elementare) e con X_{MV} e X_{CF} le frazioni massiche di materia volatile e di carbonio fisso nel carbone (come risulta dall'analisi immediata), si possono formulare i bilanci di materia relativi al carbonio, all'idrogeno e all'ossigeno. Assumendo che il Tar sia costituito solo da carbonio e idrogeno secondo un rapporto massico (C/H)=9, vengono quindi indicate rispettivamente con X_{C/TAR} e con X_{H/TAR} le frazioni massiche di carbonio e di idrogeno nel Tar.

1) Bilancio del carbonio:

$$\begin{aligned}
 X_T \cdot (X_{C/TAR}) + X_G \left(X_{CO} \cdot \frac{M_C}{M_{CO}} + X_{CO2} \cdot \frac{M_C}{M_{CO2}} + X_{CH4} \cdot \frac{M_C}{M_{CH4}} \right) = \\
 = [X_C - (X_{CF} - X_S - X_N)] \cdot \frac{1}{X_{MV}}
 \end{aligned}
 \tag{A.1}$$

2) Bilancio dell'idrogeno:

$$X_T \cdot (X_{H/TAR}) + X_A \cdot 2 \cdot \frac{M_H}{M_{H_2O}} + X_G \left(X_{H_2} + X_{CH_4} \cdot 4 \cdot \frac{M_H}{M_{CH_4}} \right) = \frac{X_H}{X_{MV}} \quad (A.2)$$

essendo M_C , M_{CO} , M_{CO_2} , M_{CH_4} , M_H , M_{H_2O} le masse molecolari rispettivamente di carbonio, monossido di carbonio, anidride carbonica, metano, idrogeno atomico e acqua. Il bilancio dell'ossigeno è determinato di conseguenza.

Nelle due relazioni di bilancio del carbonio e dell'idrogeno sono noti tutti i secondi membri essendo noti X_C , X_H e X_O dalla analisi elementare, X_{CF} e X_{MV} dalla analisi immediata. Sono invece incognite X_T , X_A e X_G , frazioni massiche di tar, acqua e gas nella materia volatile, e X_{CO} , X_{CO_2} , X_{H_2} e X_{CH_4} , frazioni massiche di CO, CO₂, H₂ e CH₄ contenute nel gas della materia volatile.

Si hanno ancora le seguenti relazioni:

$$X_T + X_A + X_G = 1 \quad (A.3)$$

$$X_{CO} + X_{CO_2} + X_{H_2} + X_{CH_4} = 1 \quad (A.4)$$

Pertanto devono essere imposti tre vincoli aggiuntivi. Si può ad esempio fissare il rapporto massico $K = X_{CO}/X_{CO_2}$ nel gas della materia volatile e le frazioni X_T e X_G di Tar e di gas nella materia volatile, la cui composizione grezza risulta conseguentemente stabilita.

Con opportune elaborazioni si può pertanto risalire alle frazioni massiche di CO, CO₂, H₂ e CH₄ nel gas volatile:

$$X_{CO_2} = \frac{\left(\frac{X_O}{X_{MV}} - \frac{M_O}{M_{H_2O}} X_A \right)}{\left(\frac{M_O}{M_{CO}} K + 2 \cdot \frac{M_O}{M_{CO_2}} \right) \cdot X_G} \quad (A.5)$$

$$X_{CH_4} = \left[\frac{\left(X_C + X_S + X_N - X_{CF} \right)}{X_{MV}} - X_{C/TAR} X_T - \left(\frac{M_C}{M_{CO}} K + \frac{M_C}{M_{CO_2}} \right) X_{CO_2} \right] \frac{M_{CH_4}}{M_C} \quad (A.6)$$

$$X_{CO} = K \cdot X_{CO_2} \quad (A.7)$$

$$X_{H_2} = 1 - X_{CO_2} - X_{CO} - X_{CH_4} \quad (A.8)$$

Avendo imposto un rapporto massico $K = X_{CO}/X_{CO_2}$ pari a 3 e un valore delle frazioni X_T e X_G rispettivamente pari a 0.45 e a 0.45, con tale procedimento sono state determinate, a partire dalla conoscenza dell'analisi immediata e dell'analisi elementare, le caratteristiche della materia volatile e del carbone riportate nella Tabella A.3:

Tabella A.3. Composizione materia volatile

Composizione volatili (%wt)	
Acqua	10,00
Tar	45,00
Gas volatili	45,00
Composizione gas volatili (% vol)	
CO	17,14
CO ₂	3,63
H ₂	64,83
CH ₄	14,40

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 130 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 Tecnologie delle Energie Rinnovabili. 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.