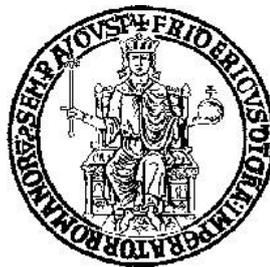


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II



SCUOLA POLITECNICA E DELLE SCIENZE DI BASE

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA Civile, Edile e Ambientale

**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E
IL TERRITORIO**

**SIMULAZIONE DINAMICA DI UN IMPIANTO SOLARE
TERMODINAMICO BASATO SU UN CICLO COMBINATO**

RELATORI:

CH.MO PROF. ING. MASSIMO DENTICE D'ACCADIA

CH.MO PROF. ING. FRANCESCO CALISE

CANDIDATO:

IRENE CIANCI

M67/234

CORRELATORE:

ING. MARIA VICIDOMINI

ING. LUIGI LIBERTINI

ANNO ACCADEMICO 2015/2016

Introduzione

L'enorme quantità di energia solare disponibile sulla superficie terrestre e l'importanza dei cicli combinati nella produzione di energia elettrica hanno portato all'idea di sviluppare impianti ibridi, in grado di produrre energia elettrica utilizzando fonti rinnovabili, come quella solare, oltre a quella tradizionale, basata sui combustibili fossili, come sorgente di calore ad alta temperatura. Da ciò nasce il concetto di ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), ciclo combinato solare integrato, finalizzato al miglioramento dei rendimenti dei cicli combinati tradizionali e alla maggiore produzione di energia elettrica. Gli ISCC sono, dunque, comunemente costituiti da un convenzionale ciclo combinato (CC) e da un campo solare, in cui l'energia termica ottenuta dai pannelli è impiegata per alimentare uno scambiatore di calore HSSG (Heat Solar Steam Generator). In esso il calore solare è utilizzato per generare vapore di alimentazione per il ciclo termodinamico.

Obiettivo della tesi

Il presente elaborato è finalizzato alla modellazione e all'analisi di una configurazione impiantistica ibrida ISCC, destinata a potenziare le prestazioni di un sistema adottato come riferimento, costituito da un CC a triplo livello di pressione. Ipotizzando come sito di installazione delle tecnologie la città di Almeria, (Spagna meridionale), il sistema è stato modellato utilizzando il programma di simulazione dinamica TRNSYS. Sono state quindi eseguite sul modello simulazioni dinamiche e analisi parametriche con la finalità di:

- determinare le plausibili e più convenienti possibilità di integrazione del vapore solare nel ciclo combinato di riferimento;
- individuare l'estensione dell'area del campo solare ritenuta ottimale al fine di ottenere le più alte efficienze del sistema ibrido e il miglior rapporto costi-benefici;
- indagare da un punto di vista energetico, economico e ambientale le prestazioni del sistema realizzato;
- rilevare i principali benefici e inconvenienti derivanti dall'ibridizzazione del CC convenzionale;
- confrontare le prestazioni della configurazione con quelle un impianto di solar cooling (SACC = Solar Assisted Combined Cycle) a supporto del medesimo sistema di riferimento modellato in un precedente lavoro di tesi.

Il sistema ISCC che si è scelto di realizzare è del tipo HTF (Heat Transfert Fluid) e sfrutta come fluido termovettore di alimentazione della caldaia solare l'olio diatermico; per esso si è imposto il raggiungimento di una temperatura di set-point nel campo solare pari a 330 °C. I componenti principali di questo impianto sono:

- la centrale a ciclo combinato;
- i collettori solari a concentrazione del tipo PTC (Parabolic Trough Collectors);
- il serbatoio di accumulo termico caldo;
- il generatore di vapore solare HSSG;
- le pompe.

Il layout della configurazione adottata è quello rappresentato in Figura 1:

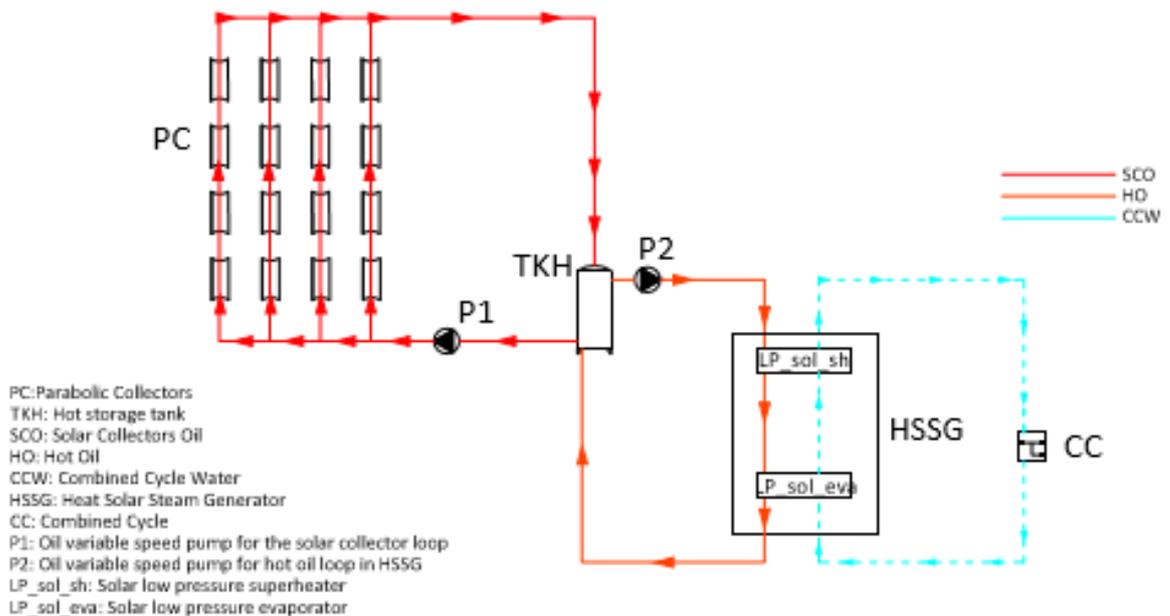


Figura 1 - Layout del campo solare con HSSG; configurazione HTF_{ev-sh}

Si tratta di una configurazione HTF_{ev-sh}: l'acqua proveniente dal ciclo combinato viene dapprima evaporata e quindi surriscaldata nella caldaia solare. Il prelievo del fluido, destinato al generatore di vapore solare, è effettuato nell'HRSG (Heat Recovery Steam Generator) del ciclo combinato e precisamente a valle dell'economizzatore di bassa pressione. In tal modo l'acqua di prelievo è già stata sottoposta a preriscaldamento ed ha una temperatura media di 122 °C; questo consente una notevole semplificazione impiantistica del generatore del campo solare e permette di evitare l'installazione di una pompa aggiuntiva per l'alimentazione della caldaia. Il vapore ottenuto attraverso la regolazione dei sistemi di controllo, implementati nel modello, ha una pressione di 2,2 bar e temperature 280

$^{\circ}\text{C} \leq T_{\text{vap}} \leq 314^{\circ}\text{C}$. Esso ha caratteristiche termodinamiche compatibili con il vapore che nel ciclo combinato è destinato alle turbine di bassa pressione. Per questo motivo si è scelto di effettuare l'integrazione dell'extra vapore generato con il solare proprio a livello di tali turbine. La scelta dell'area ottimale da assegnare al campo deriva dai risultati di alcune analisi parametriche svolte. In particolare, nell'analisi è stata variare la sola area del campo, al fine di determinare in che misura l'aumento della taglia dell'impianto solare incida sulla produzione elettrica complessiva. Tale incidenza è calcolata mediante il parametro C_{sol} :

$$C_{sol} = \frac{P_{sol}}{P_{tot}}$$

$$P_{sol} = P_{tot} - P_{CC}$$

P_{sol} = potenza elettrica media attribuibile all'impianto solare (MW_e);

P_{tot} = potenza totale ottenuta dal sistema ibrido (MW_e);

P_{CC} = potenza generata dal ciclo combinato tradizionale (MW_e);

C_{sol} = contributo totale medio alla produzione elettrica della fonte solare sulla produzione elettrica complessiva dell'impianto (-).

C_{sol} aumenta all'aumentare della potenza termica ricavabile dal campo solare che si incrementa con l'estensione dell'area di campo. Per campi con superficie riflettente $\geq 80000 \text{ m}^2$ si ottengono valori di $P_{sol} \geq 2 \text{ MW}$ e dunque un $C_{sol} \geq 2\%$, che è il valore minimo ritenuto ammissibile per realizzare l'ibridizzazione di un sistema a CC esistente. Questo è il primo motivo per cui si è scelta l'estensione di 80000 m^2 ; il secondo è legato a considerazioni di carattere economiche di seguito esposte. Il layout del generatore di vapore solare è mostrato in Figura 2:

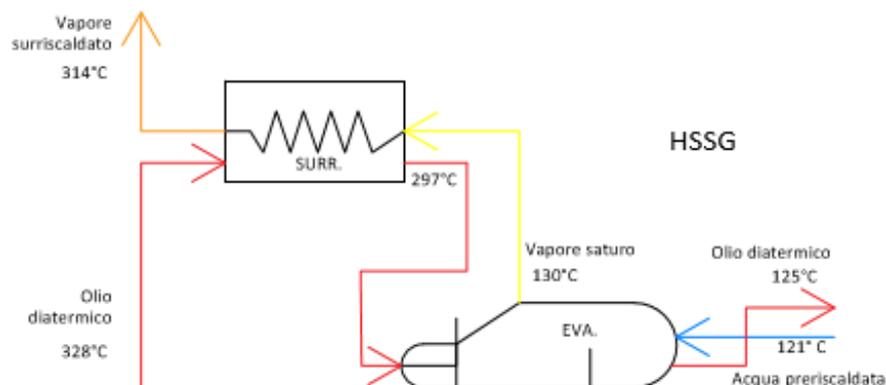


Figura 2 - Layout dell'HSSG modellato; esempio di temperature ottenibili nel giorno tipo annuale

Gli scambiatori scelti per l'HSSG sono del tipo tubo-mantello, dimensionati in base ai valori del fattore di scambio del calore UA che comportassero valori di efficienze di scambio termico $\eta_{\min} \leq 55\%$ e $99\% \leq \eta_{\max}$. In questo modo è possibile fare in modo che il processo di produzione del vapore non sia penalizzato eccessivamente dalle basse efficienze e evitare che l'efficienza di scambio termico tenda asintoticamente a 1, come avviene nel caso di UA troppo elevati. Il coefficiente di scambio termico globale U è invece stato ottenuto applicando le formule relative al dimensionamento di questa tipologia di scambiatori, dopo aver utilizzato il programma *Refprop* per determinare le proprietà del fluido sia per il lato caldo che per il lato freddo. Le caratteristiche finali ottenute per gli scambiatori sono indicate in Tabella 1:

Scambiatore	U [W/m ² K]	Area [m ²]	D_mantello [m]	η_{media}
LP_sh_SOL	18,4	651,6	0,619	78,50
LP_eva_SOL	406,9	196,6	0,340	77,05

Tabella 1 – Dimensioni degli scambiatori nell'HSSG

Le simulazioni dinamiche del modello sono, invece, state compiute per un intero anno di funzionamento e fissando un tempo di campionamento di 0.09 h. I risultati sono presentati su base settimanale e su base giornaliera e confrontati con quelli relativi al sistema di riferimento convenzionale CC e all'impianto solare assistito SACC. L'energia elettrica prodotta settimanalmente nei tre sistemi a confronto è mostrata in Figura 3:

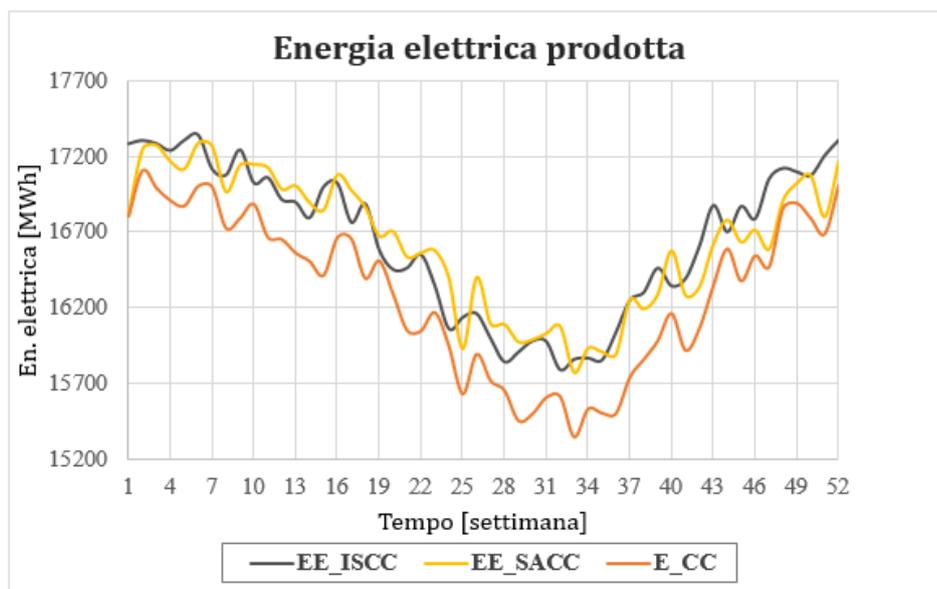


Figura 3 – Energia elettrica dei sistemi a confronto

Il sistema ISCC permette la produzione di 14489 MWh/anno in più rispetto al ciclo convenzionale soprattutto nei mesi temperati. Questo perché il sistema di controllo adottato per il funzionamento dell'impianto tende a limitare l'energia termica scambiata nella caldaia solare nei mesi più caldi per contenere le temperature di vapore ottenibile dal solare nel range ottimale. Il sistema SACC ne produce invece 16925 MWh/anno, con una maggior contributo alla produzione nel periodo estivo, quando le prestazioni del ciclo combinato peggiorano a causa dell'innalzamento delle temperature. In entrambi i casi l'incremento percentuale è intorno al 2%. Tuttavia l'ISCC prevede la realizzazione di un campo solare con un'estensione circa 14 volte maggiore. Nonostante ciò il valore del rendimento dell'impianto ISCC risulta superiore rispetto a quello del SACC (Figura 4). Questo perché il sistema solare assistito determina un aumento delle portate di aria in ingresso nel ciclo Joule e dunque un maggiore impiego di combustibile. Il sistema ISCC al contrario, intervenendo sul ciclo Rankine, lascia inalterata la quantità di gas naturale necessaria al funzionamento dell'impianto e la produzione elettrica della turbina a gas.

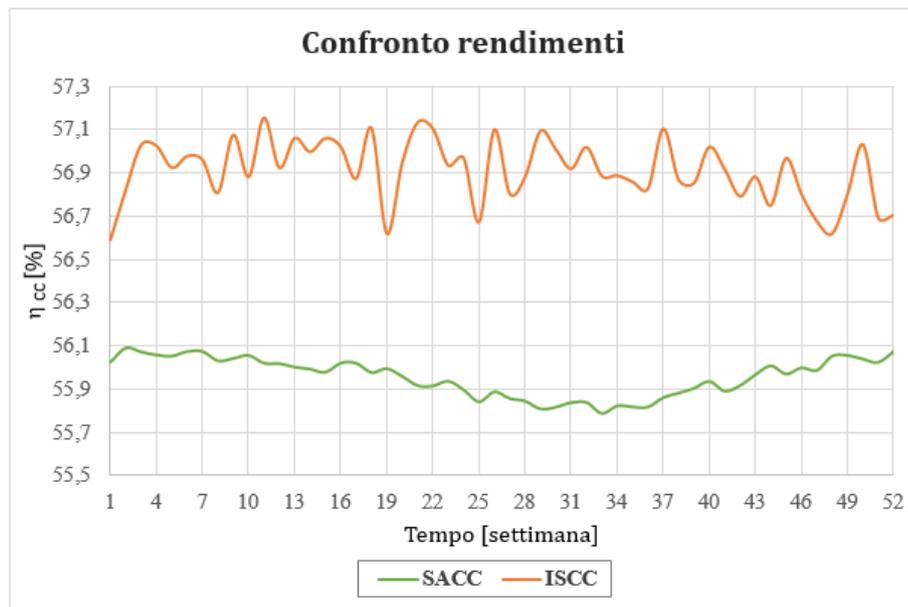


Figura 4 – Andamento rendimenti del CC nei due sistemi di integrazione

Il valore medio annuale del rendimento per il sistema ISCC è, dunque, del 56,91% rispetto al 56,01% dell'impianto SACC e al 55,96% del CC convenzionale. Questo si traduce in un significativo risparmio, per il sistema modellato, in termini di emissioni di CO₂, pari a 5141 t/anno in meno rispetto al sistema di riferimento. Nell'impianto SACC la riduzione di emissione rispetto al ciclo combinato è pari a 299 t/anno. Tale riduzione nell'impianto ibrido

segue l'andamento dell'incremento di produzione di energia elettrica EE_sol attribuibile alla fonte solare (Figura 5).

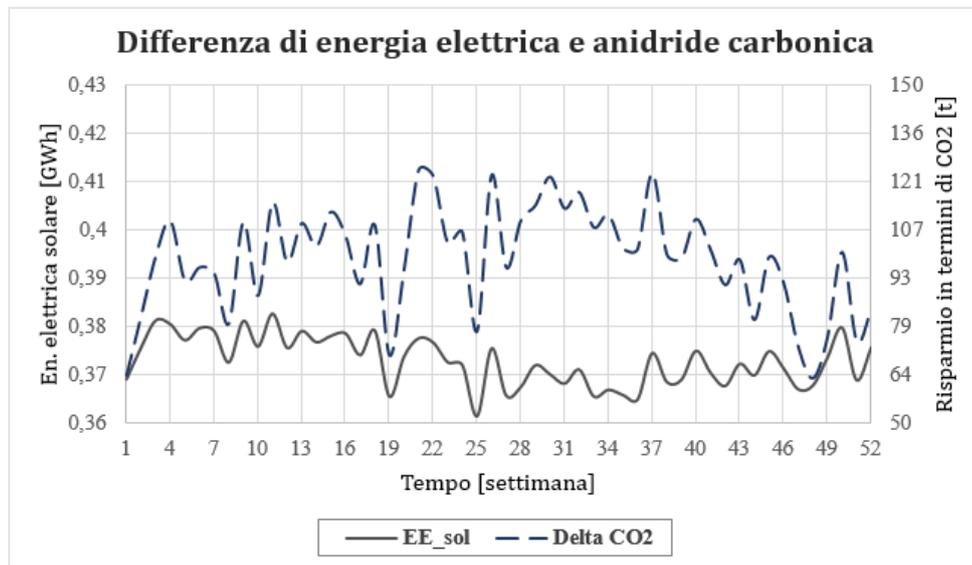


Figura 5 – Contributo solare alla produzione elettrica (EEsol) e riduzione della CO₂ nell'ISCC

Il maggiore incremento di produzione elettrica dell'impianto ibrido rispetto al CC convenzionale si riscontra a livello della bassa pressione (Figura 6), dato che l'integrazione del vapore solare avviene a monte delle turbine di bassa pressione:

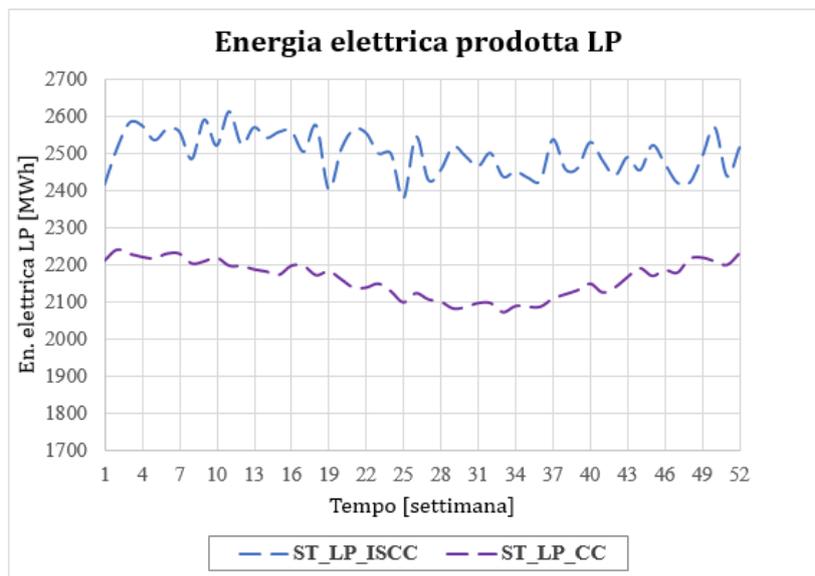


Figura 6 – Energia elettrica prodotta nei due sistemi dalle turbine di bassa pressione

Riassumendo, i dati più significativi su base annuale relativi al sistema ISCC e ai sistemi con cui esso è stato confrontato sono indicati in Tabella 2:

Indice	Descrizione	Valore
Superficie pannelli ISCC [m ²]	Area campo sistema proposto	80000
$\eta_{\text{COLL ISCC}}$ [%]	Efficienza conversione pannelli solare	39,0
Superficie pannelli SACC [m ²]	Area campo sistema solar cooling	5626
η_{ISCC} [%]	Efficienza del ciclo combinato nell'ISCC	56,91
η_{SACC} [%]	Efficienza del ciclo combinato nel SACC	56,01
η_{CC} riferimento [%]	Efficienza del ciclo combinato di riferimento	55,96
Energia elettrica ISCC [MWh/anno]	Energia elettrica prodotta dal sistema proposto	864676
Energia elettrica SACC [MWh/anno]	Energia elettrica prodotta dal sistema di solar cooling	867109
Energia elettrica CC [MWh/anno]	Energia elettrica prodotta dal sistema di riferimento	850187
Δ En. Elettrica ISCC [MWh/anno]	Incremento di produzione dell'ISCC rispetto al CC	14489
Δ En. Elettrica SACC [MWh/anno]	Incremento di produzione del SACC rispetto al CC	16922
Δ Energia elettrica ISCC [%]	Incremento percentuale ISCC	2
Δ Energia elettrica SACC [%]	Incremento percentuale SACC	2
Δ Emissioni CO ₂ ISCC [t/anno]	Decremento emissioni dell'ISCC a parità di produzione	5141
Δ Emissioni CO ₂ SACC [t/anno]	Decremento emissioni del SACC a parità di produzione	299
I_0 ISCC [mln €]	Investimento iniziale sistema proposto	40,4
SPB ISCC [anni]	Simple Pay Back sistema proposto	14,2
I_0 SACC [mln €]	Investimento iniziale SACC	2,73
SPB SACC [anni]	Simple Pay Back impianto solare assistito	10,7

Tabella 2 - Riassunto dei principali parametri di confronto tra i sistemi

L'analisi giornaliera per indagare le prestazioni stagionali del sistema è stata compiuta in due giorni tipo: il 12 gennaio e il 12 luglio. Essa mostra che i valori di portata complessivi rispetto a quelli del CC variano poco nell'arco della giornata. Dunque la maggiore produzione di energia elettrica è attribuibile principalmente al fatto che il vapore solare prodotto è a temperature e entalpie maggiori di quello generalmente in ingresso alla turbina di bassa. In entrambi i giorni la caldaia solare è sempre funzione nell'arco delle 24 h, grazie alla presenza del serbatoio di accumulo termico, con valori di portate di prelievo sempre elevate e quasi sempre superiori a quelle trattate nell'HRSG. In particolare nel periodo estivo la pompa di alimentazione dell'HSSG elabora per tutto il giorno il massimo valore di portata (pari a 38400 kg/h), dunque il sistema ibrido funziona sempre al massimo delle sue potenzialità. I valori delle portate elaborate nel sistema, relative al giorno tipo estivo, sono riportati in Figura 7.

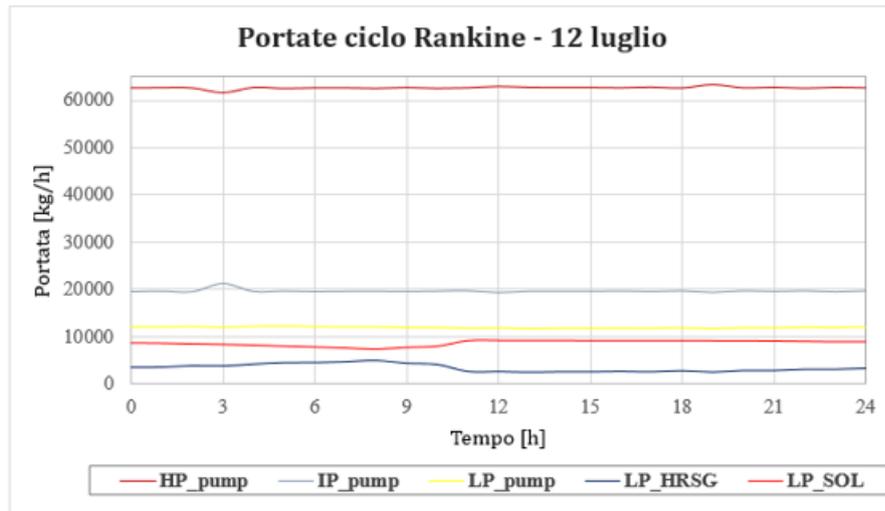


Figura 7 – Portate nei differenti livelli di pressione e nella caldaia solare

Le portate di circolazione nei diversi livelli di pressione del ciclo sono più bassi nel periodo estivo che in quello invernale dato che il CC tende ad essere condizionato dall'aumento della temperatura ambiente. I valori di portata prelevati per l'integrazione sono invece superiori proprio perchè vi è una maggiore disponibilità di energia termica ottenibile dal campo solare. Le potenze ottenute in bassa pressione per l'inverno e l'estate sono sempre superiori rispetto a quelle del CC convenzionale, ma leggermente più basse nel periodo estivo (Figura 8)

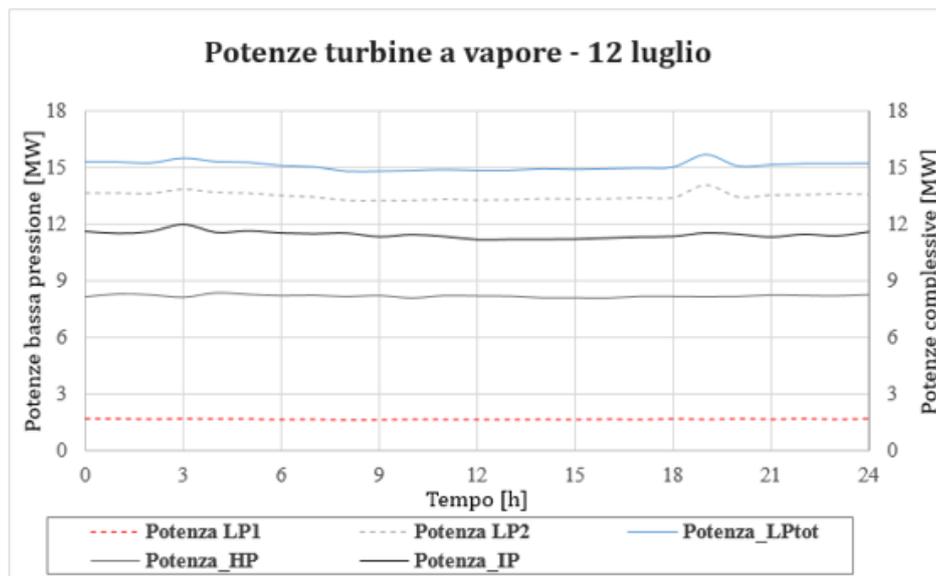


Figura 8 – Potenze prodotte nel ciclo Rankine dall'ISCC proposto

L'analisi parametrica condotta sul modello è stata invece effettuata facendo variare l'estensione dell'area del campo tra 40000 e 280000 m² con passo di 20000 m² per impianto ISCC modellato. La finalità è valutare la dipendenza da parte dei principali indici

prestazionali, economici e ambientali del sistema nei confronti di tale parametro. Nelle Figure 9 e 10 è mostrata l'evoluzione delle potenze del ciclo in funzione di tale parametro:

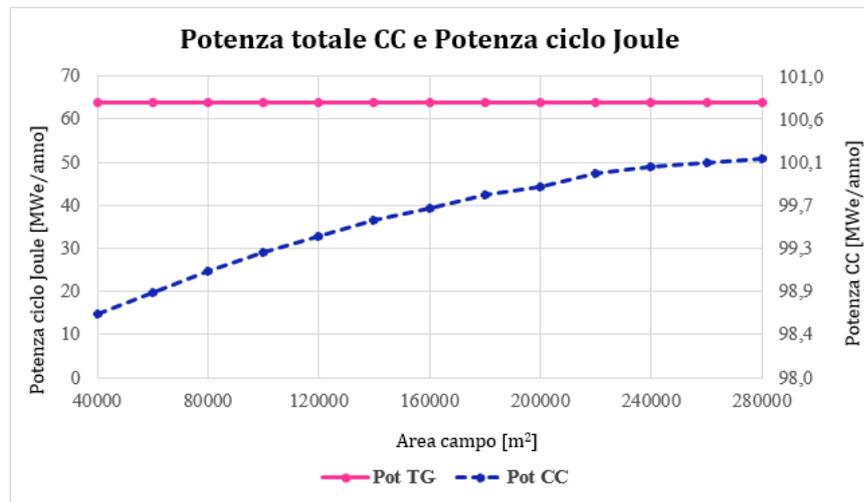


Figura 9 – Evoluzione delle potenze elettriche prodotte dalla turbina a gas e complessivamente dal CC al variare dell'area dei collettori

La potenza complessiva generata dal CC nel sistema ibrido ha un andamento crescente all'aumentare dell'estensione dell'area del campo. Tale aumento, inizialmente più repentino, tende progressivamente ad attenuarsi superata l'estensione di 240000 m²; questa è una conseguenza dell'aumento della portata di olio diatermico da riscaldare nel campo per cui il fluido termovettore e il vapore da esso generato sono in grado di raggiungere temperature più basse. La produzione elettrica della turbina a gas resta inalterata dato che l'ISCC potenzia le prestazioni del ciclo Rankine, specialmente a livello della bassa pressione del ciclo e in maniera sempre crescente all'aumentare dell'estensione del campo solare (Figura 9).

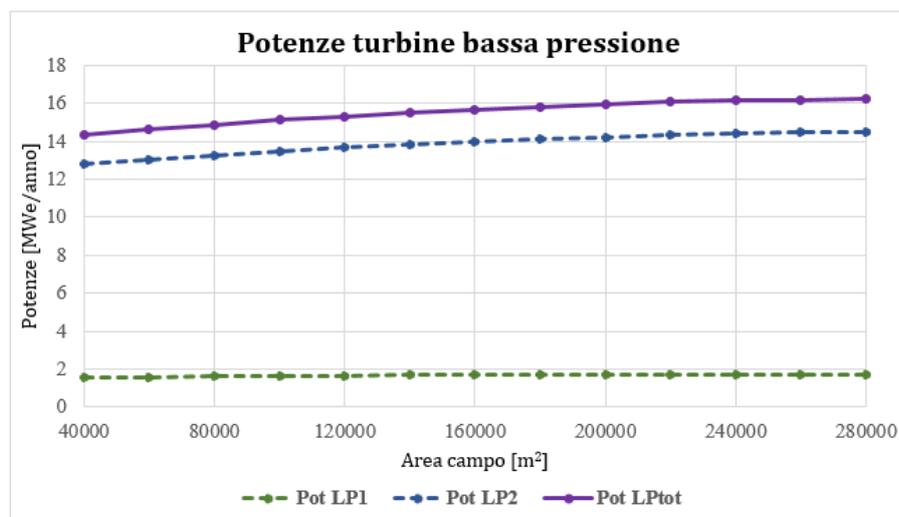


Figura 10 – Evoluzione delle potenze elettriche prodotte dalle turbine di bassa pressione al variare dell'area dei collettori

Con l'aumento dell'area del campo aumenta naturalmente la taglia solare, cioè l'energia termica ottenibile dal campo solare, fino a un massimo di 14 MW_t/anno. Di conseguenza aumentano anche: il valore di potenza ottenibile dalla caldaia solare che può raggiungere un massimo di 9 MW_t/anno; la potenza elettrica prodotta attribuibile alla sola fonte solare PSOL che può raggiungere i 2,6 MW_e/anno; la quantità di acqua di prelievo destinata alla generazione di vapore solare che può arrivare a circa 90000 t/anno; il rendimento complessivo del ciclo combinato fino al 57,5 %, valore che cresce grazie all'incremento del rendimento del ciclo Rankine (fino al 38,5%) mentre quello del ciclo Joule resta fisso (36,9%). Il risparmio in termini di CO₂ fino a un massimo di 8000 t/anno di emissioni in meno rispetto al CC di riferimento. Aumentano, tuttavia, anche le perdite di energia a livello dei collettori, del serbatoio e della caldaia solare con conseguente diminuzione dei valori di efficienze di sfruttamento dell'energia termica caratteristiche del sistema ibrido. Per l'estensione dell'area di campo scelta i valori di efficienze ottenibili sono indicati in Tabella 3:

Campo [m²]	<i>Eff_{sol}</i>	<i>Eff_{campo}</i>	<i>Eff_{term}</i>	<i>X_{sol}</i>	<i>Eff_{PTC}</i>
80000	18,2%	46,8%	52,5%	2,02%	39,0%

Tabella 3 – Efficienze ottenute per il campo solare adottato

Dove:

Eff_{sol} = efficienza media annua dello sfruttamento della potenza solare;

Eff_{campo} = efficienza media annua dello sfruttamento della potenza del campo solare;

Eff_{term} = efficienza media annua dello sfruttamento della potenza termica dell'HSSG;

X_{sol} = contributo del calore solare al calore globale per la generazione del vapore del sistema;

Eff_{PTC} = rendimento medio annuo dei pannelli solari a concentrazione PTC.

Dal punto di vista economico per il sistema ISCC modellato si è scelto di considerare la normativa italiana (DM 23 giugno 2016 relativo alla produzione elettrica da risorse rinnovabili non fotovoltaiche) per verificare se il sistema realizzato abbia i requisiti per poter beneficiare delle incentivazioni statali. Verificato ciò, si è potuto considerare un prezzo di vendita per l'energia elettrica prodotta dalla sola fonte solare pari a 0,21 €/kWh. Variando parametricamente l'area del campo si è valutato che l'estensione del campo pari a 80000 m² è anche la massima per la quale la realizzazione del sistema risulti economicamente conveniente. Estensioni maggiori comportano, infatti, un VAN negativo (Figura 11).

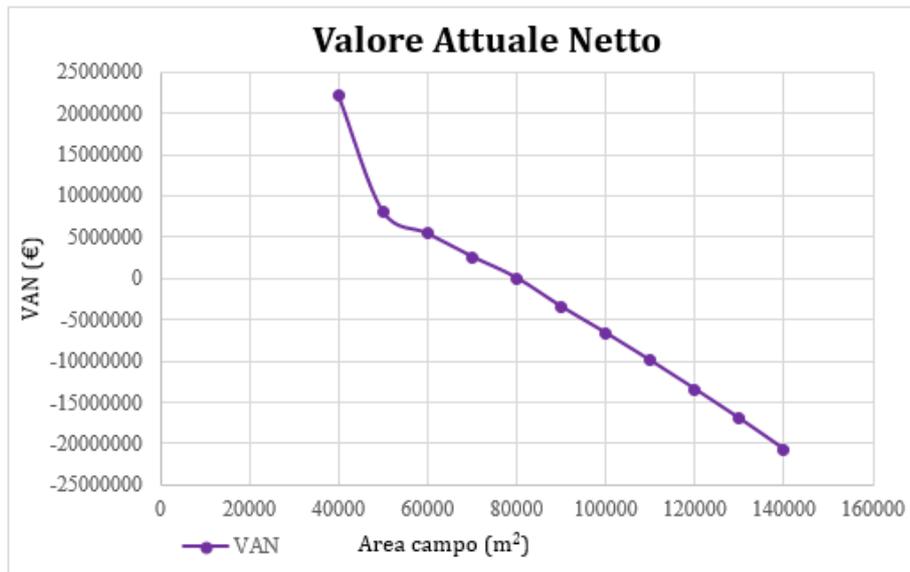


Figura 11 – Andamento del VAN all'aumentare dell'area del campo

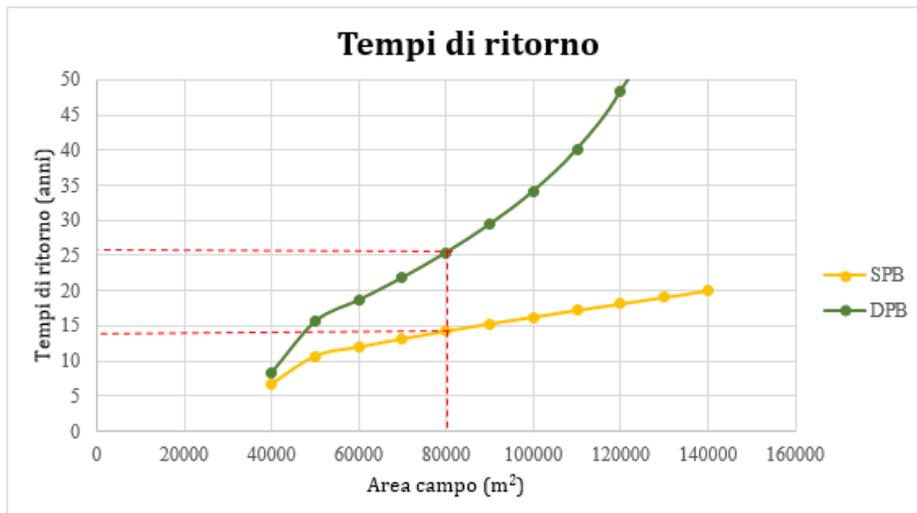


Figura 12 – Andamento dei tempi di ritorno dell'investimento all'aumentare dell'area del campo

I principali indici economici ottenuti per l'estensione scelta sono riassunti in Tabella 4:

I0 [mln €]	Ricavi[mln€/anno]	SPB [anni]	DPB[anni]	VAN [€]	IP	TIR
40,39	2,84	14,2	25,45	37875	0,0009	0,051

Tabella 4 –Valori degli indici economici per l'estensione del campo scelta

Per l'estensione di 280000 m², che è quella a cui, per l'ISCC modellato, corrisponde il massimo contributo solare ($C_{sol} = 3,12\%$) i valori ottenuti sono invece:

I0 [mln €]	Ricavi[mln€/anno]	SPB [anni]	VAN [€]	IP	TIR
140	3,92	35,0	-84238586	-0,60	-0,025

Tabella 5 –Valori degli indici economici per l'estensione del campo scelta

L'investimento non è chiaramente sostenibile per gli incentivi attualmente concessi dallo Stato agli impianti solari termodinamici. È stato valutato che per ottenere un SPB pari a 10 anni e 15 anni, il costo di vendita minimo dovrebbe essere di ben 0,65 €/kWh e 0,46 €/kWh rispettivamente.

Conclusioni

Il sistema ISCC modellato permette di ottenere, rispetto a quelli con cui è stato confrontato, il maggior valore del rendimento del CC e risparmio in termini di emissioni annuali di CO₂. La produzione elettrica rimane comunque inferiore rispetto a quella del sistema SACC, che sfrutta un'area del campo solare nettamente inferiore e ha tempi di ritorno minori senza usufruire di incentivazioni statali (SPB =10,7 anni). Con l'adozione di un sistema di accumulo termico, tuttavia, l'impianto solare integrato riesce a lavorare ben oltre le ore di irraggiamento, potenziando sensibilmente le prestazioni del ciclo combinato tradizionale e attenuando la diminuzione di produzione elettrica che interessa il sistema di riferimento nel periodo estivo. I principali svantaggi sono:

– *dal punto di vista impiantistico*

condizioni operative per i componenti del sistema più distanti da quelle di progetto con conseguenti oscillazioni di portata anche a livello della bassa pressione del ciclo;

– *dal punto di vista economico*

la scarsa densità di potenza che caratterizza la radiazione solare, richiede l'impiego di estese e costose superfici riflettenti. È stato valutato, infatti, che il sistema modellato risulta essere vantaggioso principalmente per taglie solari più piccole. La convenienza dell'investimento aumenta al diminuire della taglia solare scelta in quanto, per estensioni di campo minori, si ottengono tempi di azzeramento della spesa sostenuta molto più brevi e guadagni annui elevati. Questo a discapito del contributo solare, che come detto al diminuire della taglia del campo, diventa sempre più irrisorio. Il contributo solare dell'impianto realizzato rimane contenuto anche perché: la zona climatica scelta è caratterizzata da valori di irraggiamento annuali contenuti; per il sistema di riferimento proposto l'unica integrazione possibile è al livello della bassa pressione.