



**Politecnico  
di Torino**

**Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare (LM-30)**

**Analisi tecnica ed economica di un Ciclo  
Rankine Organico guidato dalla tecnologia a  
concentrazione solare**

**Relatore**  
Prof. Papurello Davide

**Candidato**  
Caggiano Francesco

A.A. 2024/2025

ACKNOWLEDGEMENTS

# Sommario

<b>ABSTRACT .....</b>	<b>11</b>
<b>1. IL PROBLEMA ENERGETICO GLOBALE .....</b>	<b>12</b>
<b>2. INTRODUZIONE ALL'ENERGIA SOLARE.....</b>	<b>17</b>
2.1. SOLARE TERMICO .....	18
2.2. IMPIANTI CSP .....	19
2.3. CLASSIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI CSP.....	22
2.3.1. Collettori lineari Fresnel (LFC).....	22
2.3.2. Collettori parabolici lineari (PTC).....	24
2.3.3. Collettori a torre centrale (CRS).....	26
2.3.4. Collettori parabolici a disco (DES).....	27
<b>3. SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO.....</b>	<b>28</b>
<b>4. CICLO RANKINE ORGANICO .....</b>	<b>32</b>
4.1. CICLO RANKINE: CONFRONTO TRA ACQUA E FLUIDI ORGANICI.....	32
4.2. COMPONENTI PRINCIPALI.....	33
4.3. TIPOLOGIE DI IMPIANTO .....	35
4.3. FLUIDI ORGANICI DI LAVORO.....	37
4.3.1. Pendenza della curva limite superiore (CLS).....	38
4.3.2. Calore latente di evaporazione, densità e calore specifico.....	40
4.3.3. Viscosità .....	40
4.3.4. Temperatura e pressione critica .....	40
4.3.5. Stabilità chimica e compatibilità con i materiali .....	41
4.3.6. Impatto ambientale.....	41
4.3.7. Sicurezza.....	42
4.4. FLUIDI SCELTI .....	42

4.4.1.	TOLUENE .....	42
4.4.2.	CICLOPENTANO.....	43
4.4.3.	<i>MDM</i> .....	44
4.4.4.	<i>Fluido termovettore</i> .....	45
<b>5.</b>	<b>MODELLO E SIMULAZIONE .....</b>	<b>46</b>
5.1.	ASPEN PLUS .....	46
5.2.	ESPANSORE .....	47
5.3.	CONDENSATORE .....	49
5.4.	POMPA .....	52
5.5.	EVAPORATORE .....	53
5.6.	CICLO COMPLETO .....	56
5.6.1.	<i>MDM</i> .....	58
5.6.2.	<i>Ciclopentano</i> .....	59
5.6.3.	<i>Toluene</i> .....	60
5.7.	MODELLAZIONE DEL CAMPO SOLARE .....	61
5.8.	CALCOLO DEI RENDIMENTI E CONSIDERAZIONI .....	64
<b>6.</b>	<b>VALUTAZIONE DELLA SCALABILITÀ DEL SISTEMA.....</b>	<b>66</b>
<b>7.</b>	<b>ANALISI ECONOMICA .....</b>	<b>67</b>
7.1.	NETL .....	67
7.1.1	<i>BEC</i> .....	68
7.1.2.	<i>EPCC</i> .....	71
7.1.3.	<i>TPC</i> .....	71
7.1.4.	<i>TOC</i> .....	71
7.1.5.	<i>TASC</i> .....	71
7.2.	TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO .....	72
7.2.1.	<i>incentivi</i> .....	73

7.3.	LCOE .....	74
7.4.	DISCUSSIONE DEI RISULTATI.....	74
<b>8.</b>	<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>80</b>
	<b>RIFERIMENTI.....</b>	<b>83</b>

# Indice figure

Figura 1: Global primary energy consumption by source – Energy institute, Statistical review of world energy (2025)(1) .....	13
Figura 2: logica di funzionamento di un solar wall .....	18
Figura 3: Logica di funzionamento di un impianto solare termodinamico(8) .....	19
Figura 4: Tecnologie a concentrazione solare.....	22
Figura 5: Collettori solari Fresnel (12) .....	24
Figura 6: Impianto a collettori parabolici lineari in Ouarnzazate , Marocco (14) .....	25
Figura 7: Vista aerea dell'impianto a torre centrale di Dunhuang, in Cina.....	27
Figura 8: Campo di collettori parabolici a disco in Arizona, USA.....	28
Figura 9: Accumulo termochimico accoppiato ad un concentratore solare.....	32
Figura 10: Ciclo Rankine ideale(16).....	34
Figura 11: ciclo Rankine subcritico .....	36
Figura 12: Ciclo Rankine surriscaldato.....	36
Figura 13: Ciclo Rankine supercritico .....	37
Figura 14: Tipologia di fluidi organici: (a) wet, (b) isoentropic, (c) dry .....	38
Figura 15: esempio di presenza di liquido in espansione.....	39
Figura 16: Diagramma T-s Toluene.....	43
Figura 17: Diagramma T-s Ciclopentano.....	44
Figura 18: Diagramma T-s MDM.....	45

Figura 19: Analisi di sensitività - Espansore MDM .....	48
Figura 20: Analisi di sensitività - Condensatore Ciclopentano	
Figura 21: Analisi di sensitività - Condensatore MDM.....	49
Figura 22: Analisi di sensitività - Condensatore Toluene.....	50
Figura 23: Diagramma T-Q Condensatore Ciclopentano .....	51
Figura 24: Diagramma T-Q Condensatore MDM.....	51
Figura 25: Diagramma T-Q Condensatore Toluene .....	52
Figura 26: Analisi di sensitività: Evaporatore Ciclopentano	
Figura 27: Analisi di sensitività: Evaporatore MDM .....	54
Figura 28: Analisi di sensitività: Evaporatore Toluene .....	54
Figura 29: Diagramma T-Q Evaporatore Ciclopentano.....	55
Figura 30: Diagramma T-Q Evaporatore MDM.....	55
Figura 31: Diagramma T-Q Evaporatore Toluene.....	56
Figura 32: Ciclo termodinamico sul diagramma T-s con fluido di lavoro MDM.....	58
Figura 33: Modello del ciclo Rankine organico con fluido di lavoro MDM.....	58
Figura 34: Ciclo termodinamico sul diagramma T-s con fluido di lavoro Ciclopentano .....	59
Figura 35: Modello del ciclo Rankine organico con fluido di lavoro Ciclopentano.....	59
Figura 36: Ciclo termodinamico sul diagramma T-s con fluido di lavoro Toluene .....	60
Figura 37: Modello del ciclo Rankine organico con fluido di lavoro Toluene.....	60
Figura 38: Concentratore solare dell'Energy Center .....	61
Figura 39: Valori medi stagionali di temperatura raggiunti sul fuoco del ricevitore.....	62

# Indice tabelle

Tabella 1: Condizioni di ingresso e uscita e rendimenti espansore .....	48
Tabella 2: Temperatura di uscita fluido caldo, portata d'acqua e potenza termica scambiata al condensatore.....	50
Tabella 3: condizioni di ingresso e uscita pompa, rendimento e potenza assorbita.....	52
Tabella 4: temperature di ingresso e uscita evaporatore, portata di fluido termovettore e potenza termica scambiata.....	53
Tabella 5: Orario medio di funzionamento del ciclo per tutte le stagioni con i diversi fluidi di lavoro .....	62
Tabella 6: Valori di radiazione normale diretta (DNI) per un giorno di sole preso come riferimento .....	63
Tabella 7: Minuti di funzionamento giornalieri e stagionali per i 3 fluidi.....	63
Tabella 8: Radiazione normale diretta (DNI) media in un anno per le ore di funzionamento dell'impianto e capacity factor .....	63
Tabella 9: potenza richiesta da all'evaporatore, potenza fornita da un singolo concentratore e numero di concentratori necessari.....	64
Tabella 10: Rendimento elettrico e di cogenerazione nei 3 impianti.....	65
Tabella 11: prestazioni del ORC con Toluene per diverse taglie dell'impianto .....	67
Tabella 12: Costo dei componenti e Bare Erected Cost.....	70
Tabella 13: Costi finali per taglia.....	75
Tabella 14: Risparmio economico annuo da risparmio energetico ed incentivi.....	75



Tabella 15: Valore Attuale Netto .....	76
Tabella 16: Andamento del VAN nel ciclovita dell'impianto da 1 kW .....	77
Tabella 17: Andamento del VAN nel ciclovita dell'impianto da 5 kW .....	77
Tabella 18: Andamento del VAN nel ciclovita dell'impianto da 10 kW .....	78
Tabella 19: Andamento del VAN nel ciclovita dell'impianto da 15 kW .....	78
Tabella 20: Impatto ambientale evitato.....	79
Tabella 21: Costo livellato di energia elettrica, energia termica e energia prodotta da cogenerazione .....	80

## Nomenclatura

$\dot{m}_{dowt}$	Portata di fluido termovettore
$\dot{m}_{H_2O}$	Portata d'acqua al condensatore
$\dot{m}_{WF}$	Portata fluido di lavoro
$A_{disco}$	Superficie del concentratore
$c_{el}$	Costo dell'elettricità
$C_P^0$	Costo d'acquisto in condizioni base
$c_{th}$	Costo dell'energia termica
$F_M$	Fattore del Materiale
$F_p$	Fattore di Pressione
$\eta_{coge}$	Rendimento da cogenerazione
$\eta_{el}$	Rendimento elettrico
$\eta_{is}$	Rendimento isoentropico
$\eta_m$	Rendimento meccanico
<b>BEC</b>	Bare Erected Cost
<b>CEPCI</b>	Chemical Engineering Plant Cost Index
<b>CSP</b>	Impianto a Concentrazione Solare
<b>DNI</b>	Radiazione normale diretta
<b>EPCC</b>	Engineering, Procurement and Construction Cost
<b>GWP</b>	Potenziale di Riscaldamento Globale
<b>i</b>	Tasso di sconto
<b>I</b>	Costo di Investimento
<b>LCOC</b>	Costo Livellato dell'Energia prodotta da Cogenerazione
<b>LCOE</b>	Costo Livellato dell'Energia Elettrica

<b>LCOH</b>	<i>Costo Livellato dell'Energia Termica</i>
<b>ODP</b>	<i>Potenziale di Deplezione dell'Ozono</i>
<b>ORC</b>	<i>Ciclo Rankine Organico</i>
<b><math>P</math></b>	<i>pressione</i>
<b><math>P_{el}</math></b>	<i>Potenza elettrica all'alternatore</i>
<b><math>Q_{cond}</math></b>	<i>Potenza termica scambiata al condensatore</i>
<b><math>Q_{csp}</math></b>	<i>Potenza prodotta da un singolo concentratore</i>
<b><math>Q_{evap}</math></b>	<i>Potenza termica scambiata all'evaporatore</i>
<b><math>R</math></b>	<i>Risparmio Energetico</i>
<b><math>s</math></b>	<i>Entropia specifica</i>
<b><math>T</math></b>	<i>Temperatura</i>
<b>TASC</b>	<i>Total As-Spent Capital</i>
<b>TEE</b>	<i>Titoli di Efficienza Energetica</i>
<b>TEP</b>	<i>Tonnellata Equivalente di Petrolio</i>
<b>TOC</b>	<i>Total Overnight Capital</i>
<b>TPC</b>	<i>Total Plant Cost</i>
<b>VAN</b>	<i>Valore Attuale Netto</i>
<b><math>W_p</math></b>	<i>Potenza assorbita pompa</i>
<b><math>W_t</math></b>	<i>Potenza uscente turbina</i>

# Abstract

La presente tesi si colloca nello scenario della transizione verso energie pulite proponendo una valutazione tecnica ed economica di un ciclo Rankine Organico alimentato dalla tecnologia a concentrazione solare. L'impianto di riferimento è il riflettore parabolico presente sul tetto dell'Energy Center al Politecnico di Torino. Tale configurazione consente di convertire l'energia solare in elettrica e termica in modo efficiente sfruttando fluidi organici che presentano migliori prestazioni a basse temperature rispetto ai tradizionali cicli a vapore. Il lavoro sviluppa un'analisi tecnica del ciclo in configurazione subcritica per 3 fluidi organici differenti, valutandone l'efficienza, la fattibilità e i potenziali campi di applicazione. Per la modellazione del ciclo Rankine è stato utilizzato il "Aspen plus" ossia un software di simulazione di processo che permette di modellare, analizzare e ottimizzare processi complessi in ambito chimico, energetico ed ambientale. In seguito, è stata sviluppata una analisi economica basata sul Valore Attuale Netto e sul Costo Livellato dell'Energia per 4 impianti di taglia diversa utilizzando il fluido più performante tra i 3 fluidi analizzati in precedenza. L'analisi è volta alla valutazione della bontà dell'investimento e della scalabilità dell'impianto. L'obiettivo è dimostrare come soluzioni di questo tipo possano contribuire concretamente alla transizione energetica, offrendo un'alternativa sostenibile e innovativa rispetto ai sistemi convenzionali. Il ciclo Rankine organico solare rappresenta, infatti, una tecnologia promettente in grado di avvicinare il futuro energetico a un modello realmente pulito, sicuro e duraturo.

# 1. Il problema energetico globale

Nel corso della sua storia, l'umanità ha progressivamente accresciuto il proprio fabbisogno energetico, trovando nelle fonti fossili la principale risorsa per sostenere lo sviluppo industriale, tecnologico ed economico. Questo modello di crescita ha permesso risultati straordinari in termini di modernizzazione, benessere e progresso scientifico, ma ha al tempo stesso generato profonde conseguenze. La dipendenza da territori ricchi di tali risorse, l'esaurimento di molte riserve naturali e, soprattutto, l'impatto ambientale derivante dalle emissioni climalteranti hanno reso evidente l'insostenibilità del sistema.

Nel corso dell'ultimo secolo, in particolare, la domanda globale di energia ha registrato un incremento esponenziale, alimentata da industrializzazione, urbanizzazione e crescita demografica. Le proiezioni più affidabili indicano che tale tendenza non si arresterà nei prossimi anni: al contrario, l'umanità continuerà a richiedere sempre più energia per sostenere processi produttivi, reti di trasporto, servizi digitali e qualità della vita. Questa realtà pone sfide complesse in termini di sostenibilità, sicurezza delle forniture e mitigazione dell'impatto climatico.

Il sistema energetico attuale, ancora fortemente dipendente dai combustibili fossili, è responsabile di una quota significativa delle emissioni globali di gas serra. È proprio da questa constatazione che nasce la crisi energetica e climatica dei nostri giorni: il risultato diretto di un modello di sviluppo non più sostenibile, che impone l'urgenza di una trasformazione radicale delle strategie di produzione e utilizzo dell'energia. La ricerca scientifica e il dibattito politico internazionale convergono sempre più sulla necessità di un cambio di paradigma, capace di conciliare crescita economica e salvaguardia dell'ambiente.

In questo contesto, le fonti rinnovabili emergono come alternativa concreta e imprescindibile. L'energia solare, in particolare, per abbondanza, accessibilità e potenziale tecnologico, si configura come una risorsa in grado di soddisfare una parte significativa della domanda energetica mondiale. Il suo utilizzo permette di ridurre sensibilmente le emissioni climalteranti, garantendo al tempo stesso maggiore sicurezza e indipendenza energetica.

La transizione verso un sistema basato su tecnologie pulite non è soltanto una necessità ambientale ma anche un'opportunità di innovazione e progresso. Essa rappresenta infatti un terreno fertile per la

ricerca e lo sviluppo. Comprendere le dinamiche che guidano la crescita della domanda energetica e le possibili traiettorie di evoluzione è dunque un passaggio imprescindibile per sviluppare soluzioni coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione e di tutela del pianeta.

Proprio in questa prospettiva si inserisce l'analisi delle strategie e degli strumenti oggi disponibili per accompagnare il processo di transizione, i quali richiedono un approfondimento delle politiche energetiche, delle innovazioni tecnologiche e delle dinamiche socio-economiche che ne determinano la concreta realizzazione.

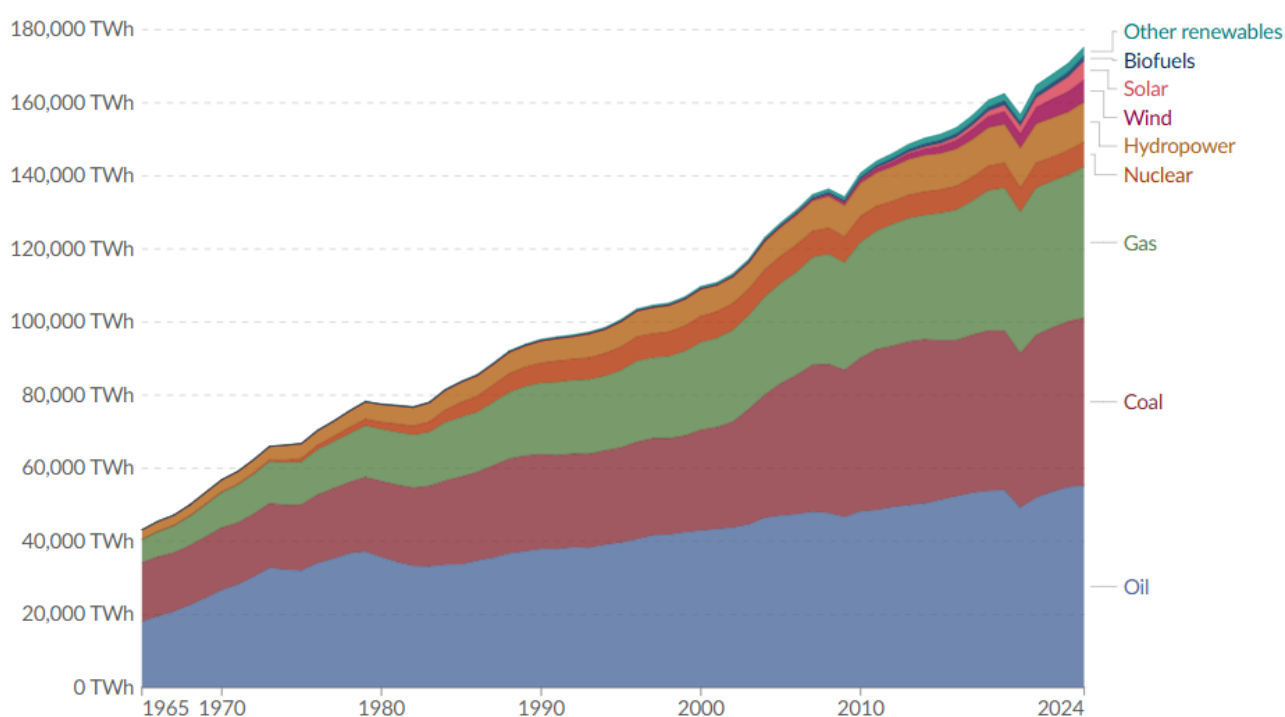


Figura 1: Global primary energy consumption by source – Energy institute, Statistical review of world energy (2025)(1)

Negli ultimi decenni, nonostante la rapida crescita delle tecnologie per l'energia pulita, il sistema energetico mondiale continua a basarsi in misura predominante sui combustibili fossili. L'espansione delle industrie legate a petrolio, gas e carbone, soprattutto nelle economie emergenti e in via di sviluppo, ha infatti superato la crescita delle fonti rinnovabili a partire dagli anni 2000. In questi Paesi, la quota dei combustibili fossili nel mix energetico primario è salita dal 77% del 2000 all'80% del 2021, trainata in particolare dall'aumento del consumo di carbone, che nello stesso periodo è passato dal 27% al 35%. Al contrario, nelle economie avanzate si è registrata una riduzione, con un calo

dall'82% al 77%. Nel complesso, il peso dei combustibili fossili a livello globale è rimasto sostanzialmente stabile, attorno all'80%.(2)

Oltre al consumo diretto di energia, molti settori industriali dipendono fortemente dai combustibili fossili sia come fonte di calore sia come materia prima. Nel 2021, il carbone ha fornito circa il 75% dell'energia impiegata nella produzione mondiale di acciaio e più della metà di quella utilizzata per il cemento. Analogamente, circa il 70% della produzione chimica ha fatto affidamento su petrolio e gas naturale. Questo evidenzia come la transizione energetica non riguardi soltanto il settore elettrico, ma investa l'intero sistema produttivo e industriale globale.

Parallelamente, la diffusione delle tecnologie per l'energia pulita ha stimolato una crescente domanda di minerali critici, come rame, nichel e cobalto, fondamentali per la produzione di batterie e infrastrutture energetiche avanzate. Tuttavia, se si considerano i volumi, la produzione complessiva di questi minerali rappresenta ancora appena lo 0,3% rispetto a quella del carbone. Inoltre, anche l'estrazione e la lavorazione di tali risorse restano oggi fortemente dipendenti dai combustibili fossili, introducendo nuove sfide di sostenibilità ambientale e sociale.(2)

Il concetto stesso di sostenibilità nasce dalla consapevolezza della limitatezza delle risorse naturali del nostro pianeta e dalla necessità di gestirle in modo responsabile, affinché possano garantire condizioni di vita dignitose alle generazioni presenti e a quelle future. In questo quadro si collocano i principali accordi internazionali che, a partire dagli anni Novanta, hanno cercato di porre le basi per una governance globale della lotta ai cambiamenti climatici.

Il Protocollo di Kyoto (3), adottato nel 1997, rappresenta il primo trattato giuridicamente vincolante che ha imposto agli Stati industrializzati la riduzione delle emissioni di gas serra — tra cui anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e protossido di azoto (N<sub>2</sub>O) — responsabili dell'effetto serra e del riscaldamento globale. Questo impegno è stato successivamente ampliato con nuove iniziative di portata più universale.

Il 25 settembre 2015, i 193 Stati membri delle Nazioni Unite hanno adottato l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, un piano d'azione globale volto a promuovere un modello di sviluppo equilibrato tra dimensione economica, sociale e ambientale. L'Agenda si articola in 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (Sustainable Development Goals, SDGs) e 169 target da raggiungere entro il 2030, che rappresentano una tabella di marcia universale per garantire prosperità e benessere alle

persone, proteggendo al contempo il pianeta. Gli SDGs, descritti nel documento “Transforming our World”, sono interconnessi e indivisibili, poiché ogni progresso in un’area influenza e dipende dai risultati ottenuti in altre. A differenza degli Obiettivi di Sviluppo del Millennio, gli SDGs si applicano a tutti i Paesi, sviluppati e in via di sviluppo, riconoscendo che le sfide globali come la povertà, le disuguaglianze, il cambiamento climatico e la perdita di biodiversità richiedono azioni coordinate e responsabili da parte di ogni nazione. Tra i principi guida dell’Agenda spicca il “Leave no one behind”, che sottolinea l’impegno a non lasciare indietro nessuno, promuovendo l’inclusione sociale e la riduzione delle disuguaglianze. Ogni obiettivo è misurato attraverso indicatori specifici elaborati dalle Nazioni Unite, che consentono di monitorare i progressi e orientare le politiche pubbliche in modo coerente. L’Agenda 2030 non si limita agli aspetti ambientali ma abbraccia temi trasversali come salute, istruzione, uguaglianza di genere, accesso all’acqua, energia pulita, lavoro dignitoso, innovazione e istituzioni solide, riconoscendo che solo un approccio integrato può assicurare uno sviluppo sostenibile nel lungo periodo. L’obiettivo 17, dedicato ai partenariati globali, richiama l’importanza della cooperazione internazionale, della condivisione di tecnologie e del rafforzamento delle capacità istituzionali, elementi indispensabili per la realizzazione degli altri obiettivi. In Italia, l’Agenda è stata recepita attraverso la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, che si fonda sulle cosiddette “5P” (Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership) e mira a integrare gli SDGs nelle politiche economiche, sociali e ambientali. (4)

Nello stesso anno, durante la Conferenza delle Parti sul clima delle Nazioni Unite (COP21) tenutasi a Parigi, 195 Paesi hanno firmato l’Accordo di Parigi, il primo trattato globale e giuridicamente vincolante sul clima che impegna quasi tutte le nazioni del mondo nella lotta al riscaldamento globale. L’accordo, entrato in vigore il 4 novembre 2016, rappresenta una pietra miliare nella governance climatica internazionale, poiché per la prima volta tutti i Paesi, indipendentemente dal loro livello di sviluppo, hanno riconosciuto la responsabilità comune ma differenziata nel contrastare i cambiamenti climatici. L’obiettivo principale è quello di mantenere l’aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di proseguire gli sforzi per limitarlo a 1,5°C, soglia che, secondo l’Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), delimita il punto oltre il quale gli impatti climatici diventerebbero gravi e potenzialmente irreversibili. L’accordo prevede inoltre di raggiungere la neutralità climatica entro la seconda metà del secolo, bilanciando le emissioni antropiche con la capacità di assorbimento naturale del pianeta, attraverso foreste, oceani e tecnologie di cattura della CO<sub>2</sub>. La comunità scientifica ha sottolineato come la differenza tra un aumento di 1,5°C e 2°C possa determinare conseguenze molto diverse in termini di eventi meteorologici estremi,

innalzamento del livello del mare, perdita di biodiversità e sicurezza alimentare. I dati del Servizio per il Cambiamento Climatico Copernicus mostrano che il 2024 è stato l'anno più caldo mai registrato, con una temperatura media globale superiore di 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali, un segnale che testimonia l'urgenza di ridurre rapidamente le emissioni globali di gas serra. Sebbene l'Accordo di Parigi non imponga obiettivi legalmente vincolanti di riduzione delle emissioni per ciascun Paese, introduce un sistema di impegni progressivi e di trasparenza noto come meccanismo del "Global Stocktake". In base a questo schema, ogni Stato deve presentare e aggiornare ogni cinque anni i propri contributi determinati a livello nazionale (Nationally Determined Contributions, NDCs), illustrando i piani di mitigazione, adattamento e finanza climatica, oltre a rendicontare i risultati conseguiti. L'accordo promuove anche il sostegno finanziario ai Paesi in via di sviluppo per aiutarli nella transizione energetica e nella resilienza climatica, riconoscendo che il cambiamento climatico è una sfida globale che richiede cooperazione, innovazione e solidarietà tra le nazioni. (5)

A livello europeo, la risposta politica e strategica alla crisi climatica si è concretizzata nel Green Deal europeo, presentato dalla Commissione Europea nel dicembre 2019 come la nuova strategia di crescita dell'Unione. Si tratta di un pacchetto organico di iniziative legislative, economiche e ambientali che mira a trasformare l'Europa nel primo continente a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, in linea con gli impegni assunti nell'Accordo di Parigi. La neutralità climatica implica un equilibrio tra le emissioni di gas a effetto serra prodotte e quelle rimosse dall'atmosfera, attraverso azioni di riduzione diretta delle emissioni e potenziamento dei sistemi naturali e tecnologici di assorbimento del carbonio, come foreste, suoli e tecnologie di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Il Green Deal non rappresenta solo una strategia ambientale, ma una vera e propria visione di trasformazione economica e sociale dell'Unione Europea, basata su un modello di crescita sostenibile e competitivo che disaccoppia lo sviluppo economico dall'uso intensivo delle risorse naturali. Tra i suoi pilastri principali figurano la transizione energetica verso fonti rinnovabili, l'efficienza energetica, la mobilità sostenibile, l'economia circolare, la tutela della biodiversità, la decarbonizzazione dell'industria e il rafforzamento del sistema agricolo in chiave ecologica. In questo contesto si inserisce anche il pacchetto "Fit for 55", un insieme di proposte normative e politiche volte ad aggiornare il quadro legislativo europeo in modo coerente con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030. Le misure contenute in questo pacchetto mirano non solo a garantire la compatibilità con gli impegni climatici dell'UE, ma anche a promuovere una transizione giusta e socialmente equa, sostenere l'innovazione e la competitività dell'industria europea, salvaguardando al contempo



condizioni di parità con gli operatori di Paesi terzi e consolidare la leadership dell'UE nella lotta globale contro i cambiamenti climatici. (6)

## 2. Introduzione all'energia solare

L'energia solare è la forma di energia rinnovabile più abbondante e accessibile sulla Terra. Ogni ora, il sole irradia sul nostro pianeta una quantità di energia superiore a quella che l'intera umanità consuma in un anno. Questa energia, emessa sotto forma di radiazione elettromagnetica, può essere convertita in elettricità o calore tramite tecnologie specifiche.

Esse si basano sull'utilizzo della radiazione solare, convertita direttamente in energia elettrica attraverso dei pannelli fotovoltaici o in energia termica attraverso impianti solari termici. Tra tutte le fonti rinnovabili, il fotovoltaico è quello che ha registrato il tasso di crescita più elevato negli ultimi due decenni, grazie alla drastica riduzione dei costi dei moduli e dell'efficientamento.

L'efficienza dei moduli fotovoltaici commerciali si è stabilmente attestata sopra il 20% negli ultimi anni, in particolare per i moduli al silicio monocristallino di fascia alta, che oggi mostrano valori tra il 2% e 23% in condizioni standard di test. In ambito di ricerca, le celle solari multigiunzione (7), hanno raggiunto rendimenti superiori al 40%. Quanto ai sistemi solari termici, oggetto di questa tesi, le efficienze dipendono fortemente dal tipo di collettore e dalle condizioni operative. In applicazioni a temperature medio-alte è comune osservare efficienze tra il 40% e il 60%. In sistemi concentratori ad alte temperature si possono raggiungere efficienze termiche prossime al 70% teorico, specialmente accoppiando lo stoccaggio termico e ottimizzando la restante parte del ciclo termodinamico. Tuttavia, nella realtà pratica gli aspetti quali irraggiamento variabile, perdite termiche, inefficienze distributive e perdite di conversione riducono il rendimento operativo al di sotto del massimo teorico. L'energia solare che arriva sulla Terra è composta da due elementi: la radiazione solare diretta e l'energia diffusa proveniente dal cielo. La quantità di radiazione diretta varia in base a elementi come la copertura nuvolosa e la posizione del sole, raggiungendo il massimo nelle giornate soleggiate. Parte della radiazione viene diffusa dalle nuvole, ma non tutta viene assorbita.

La principale difficoltà nella progettazione di dispositivi per la raccolta dell'energia solare riguarda la bassa densità di flusso, che rende necessarie superfici di raccolta molto ampie per un impiego esteso. In condizioni ideali, come in una giornata limpida con il sole allo zenit, una superficie teorica

di 10 m<sup>2</sup> può fornire energia con un'efficienza di raccolta del 70% e una di conversione del 30%, producendo circa 2 kW.

Un'altra limitazione pratica è che una parte significativa dell'energia solare viene si registra in aree remote. I livelli medi più elevati di energia su un piano orizzontale si trovano nelle regioni desertiche attorno alle latitudini 25°N e 25°S rispetto all'equatore, diminuendo gradualmente verso l'equatore stesso e verso i poli. Le nuvole possono ridurre significativamente l'irraggiamento globale nelle zone equatoriali. Nonostante ciò, le protagoniste nello sviluppo dell'energia solare dell'ultimo decennio sono state principalmente ne regioni industrializzate europee.

## 2.1. Solare termico

Il solare termico basa la sua logica sull'indirizzare la radiazione solare verso un punto focale o una superficie ricevente, all'interno del quale circola un fluido che ne assorbe il calore. Le temperature di funzionamento variano molto in base alla tecnologia. E teemperature, ad esempio, si cita la tecnologia dei *muri solari* ossia collettori piani passivi o semi attivi progettati per assorbire e accumulare l'energia solare sulla superficie esterna, scaldare l'aria che circola tra essa e la parete dell'edificio e convogliarla verso i condotti di presa dell'HVAC.

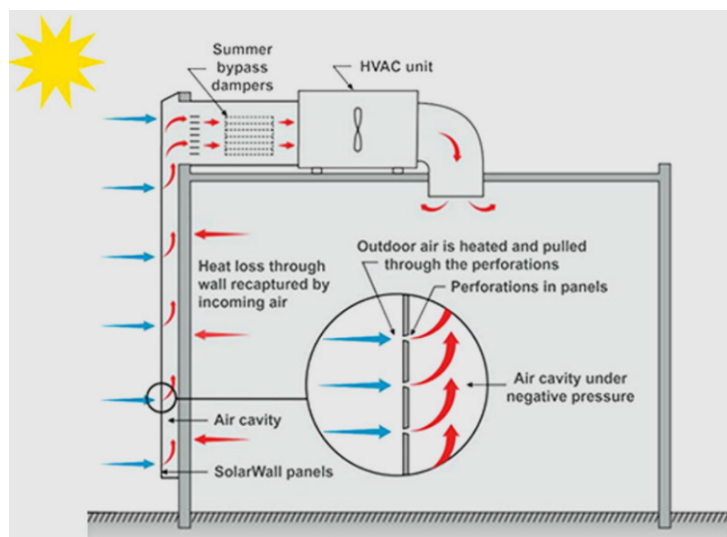


Figura 2: logica di funzionamento di un solar wall

Alle medie temperature troviamo l'impiego di tecnologie adibite al riscaldamento dell'acqua tecnica destinata agli impianti termici residenziali, alle industrie chimiche e agroalimentari, e per processi di essiccazione. Quando invece il fluido vettore viene utilizzato per alimentare un ciclo termodinamico finalizzato alla generazione di energia elettrica, si parla di solare termodinamico.

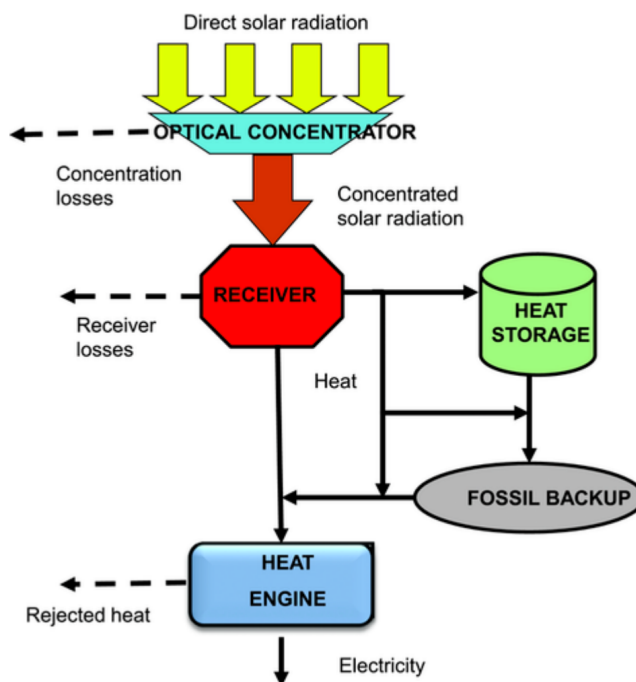


Figura 3: Logica di funzionamento di un impianto solare termodinamico(8)

## 2.2. Impianti CSP

Il CSP ha il potenziale per contribuire in modo significativo al problema energetico globale. I vantaggi che offre questa tecnologia sono svariati, primo fra tutti il fatto di non produrre inquinamento di alcun tipo oltre quello dovuto alla fabbricazione dei componenti. I sistemi CSP possono lavorare in cogenerazione e produrre allo stesso tempo elettricità ed energia termica, utile in svariate applicazioni che richiedono entrambe le forme di energia. Questa tecnologia permette di ovviare al maggior svantaggio della fonte solare, l'intermittenza. Quando associati ad un sistema di accumulo termico, gli impianti CSP possono mantenere la produzione elettrica anche in presenza di copertura nuvolosa o dopo il tramonto. Queste caratteristiche rendono il CSP una tecnologia promettente per le ragioni che ricercano soluzioni energetiche pulite, flessibili e affidabili. Per favorire una più ampia

diffusione dei sistemi CSP, tuttavia, è indispensabile investire tempo, ricerca e risorse economiche per renderli tecnologie competitive non solo su larga scala ma anche per applicazioni discrete e private. Un limite significativo è dato dall'elevato costo iniziale di installazione, che ostacola l'adozione diffusa da parte di utenti non industriali. Questa dinamica determina una preferenza verso impianti di grande taglia caratterizzati da rendimenti elevati, i quali risultano economicamente sostenibili solo se collocati in regioni con forte irraggiamento solare.

L'integrazione della tecnologia CSP con impianti convenzionali offre vantaggi significativi: da un lato permette di incrementare la potenza disponibile, dall'altro contribuisce a ridurre il consumo di combustibili fossili e, di conseguenza, le emissioni di gas serra. Una soluzione interessante è costituita dagli impianti ibridi, in cui la fonte solare lavora in sinergia con quella tradizionale. Questa configurazione consente di produrre energia elettrica anche durante le ore notturne o in presenza di basso irraggiamento, evitando così la necessità di installare costosi sistemi di accumulo termico e garantendo al contempo maggiore continuità operativa. I principali cicli termodinamici utilizzati in accoppiamento con i sistemi a concentrazione solare sono tre: il ciclo Stirling, ampiamente utilizzato in impianti CSP a disco parabolico compatti, il ciclo Brayton e il ciclo Rankine oggetto della presente tesi, ciascuno con caratteristiche specifiche e ambiti di applicazione differenti.

Per quanto riguarda la distribuzione globale delle centrali elettriche dotate di impianti solari termodinamici, esiste una rete estesa di strutture operative che impiegano tecnologie e dispositivi differenti per raccogliere e conservare l'energia solare. Negli Stati Uniti, tra gli impianti più rilevanti per capacità produttiva si annoverano il "Solar Energy Generating System" (SEGS) (9), situato in California e operativo dal 1985, composto da nove unità in grado di fornire complessivamente 350 MW; il "Nevada Solar One" (10) attivo dal 2007 con una potenza elettrica di 64 MW; e l'impianto "Ivanpah Solar Electric Generating Station" (ISEGS) (11), attualmente la più estesa centrale a concentrazione solare con torre centrale e campo di eliostati a livello mondiale.

Un elemento cruciale da tenere in considerazione è che gli impianti appena citati sono localizzati in aree caratterizzate da un'elevata radiazione solare e da un basso costo del suolo, condizioni che si riscontrano solo in zone aride e desertiche. Tuttavia, i centri di consumo energetico si trovano spesso a grande distanza dai siti di produzione, poiché le aree abitate, dove la domanda di energia è concentrata, presentano generalmente costi fondiari più elevati nonché, talvolta, l'impossibilità di localizzare in tali zone impianti di tali dimensioni. Di conseguenza, diventa essenziale pianificare

attentamente la trasmissione dell'energia su lunghe distanze e selezionare in modo strategico il vettore energetico più adatto per garantirne l'efficienza e la sostenibilità.

In una prospettiva futuribile, l'integrazione tra tecnologia CSP e produzione diretta di idrogeno potrebbe trasformare radicalmente il panorama energetico della *sun belt* ossia quell'insieme di regioni caratterizzate da un'elevata disponibilità di radiazione solare. Utilizzando il calore ad alta temperatura generato dai concentratori solari, è possibile alimentare i cicli termochimici o elettrolisi ad alta efficienza, riducendo i costi e incrementando la sostenibilità della filiera. Questo approccio consentirebbe non solo di produrre elettricità ma anche un vettore energetico versatile come l'idrogeno, favorendo la decarbonizzazione di settori industriali e dei trasporti.

Un impianto a concentrazione solare (CSP) per la generazione di energia elettrica è costituito da diversi sottoinsiemi fondamentali:

- Concentratore solare: dispositivo costituito da superfici riflettenti progettate per focalizzare l'irraggiamento solare diretto su un'area ridotta, al fine di amplificare l'intensità energetica proveniente da un'ampia superficie captante;
- Ricevitore: elemento che intercetta la radiazione solare riflessa dal concentratore e ne massimizza l'assorbimento, riducendo al minimo le dispersioni termiche;
- Fluido termovettore primario: mezzo di trasporto del calore che acquisisce energia dal ricevitore per trasferirla agli stadi successivi del sistema. Può trattarsi di acqua, olio diatermico o sali fusi selezionati in funzione della temperatura operativa e dell'efficienza richiesta;
- Fluido di lavoro: sostanza che riceve calore dal fluido primario e alimenta il ciclo termodinamico nel gruppo di conversione meccanica. La scelta del fluido dipende dalla configurazione dell'impianto e dalle condizioni operative;
- Sistema di accumulo termico: struttura deputata a stabilizzare la temperatura del fluido secondario in ingresso all'evaporatore, dove il fluido subisce una transizione di fase da liquido a vapore. Il serbatoio di accumulo consente anche la continuità della produzione energetica in assenza di radiazione solare indiretta, ad esempio di notte o durante le giornate nuvolose.

## 2.3. Classificazione degli impianti CSP

Le configurazioni principali degli impianti operanti ad alte temperature si suddividono in quattro categorie: sistemi a collettori parabolici lineari di tipo Fresnel, centrali a torre solare e dispositivi con concentratori parabolici a geometria circolare.

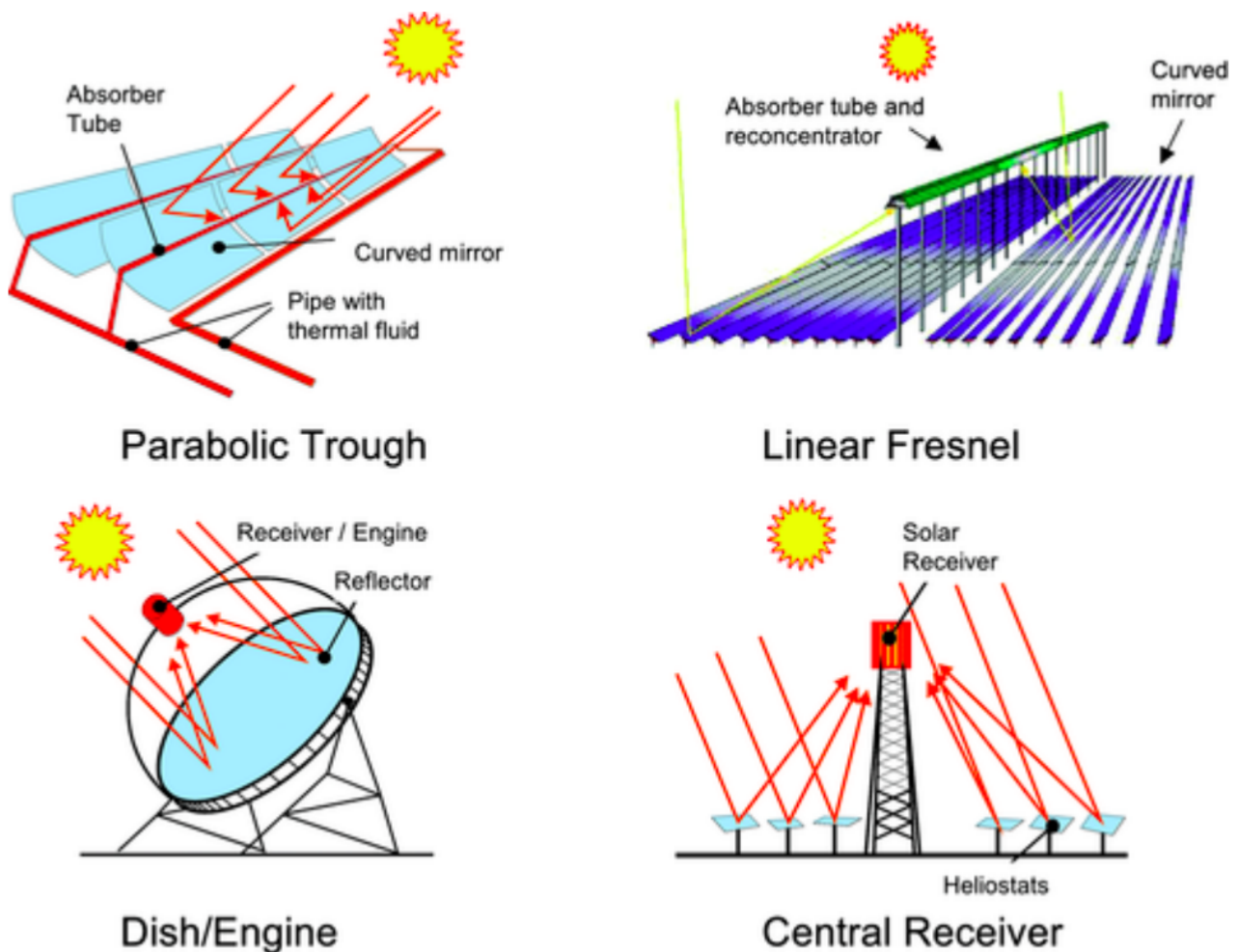


Figura 4: Tecnologie a concentrazione solare

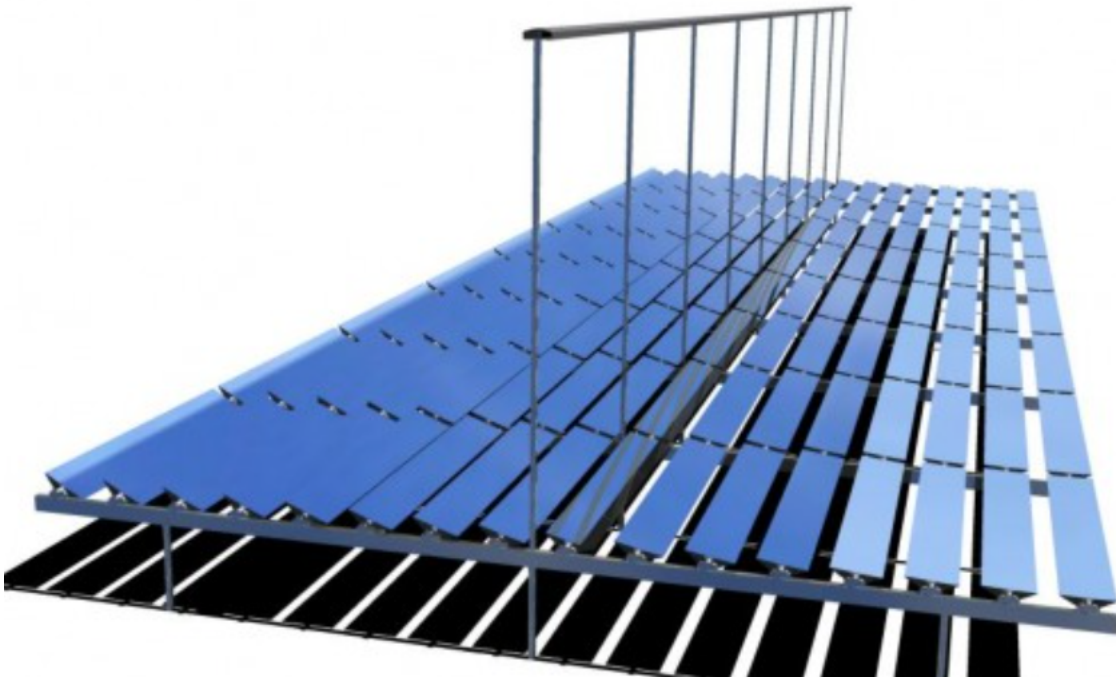
### 2.3.1. Collettori lineari Fresnel (LFC)

I collettori solari lineari di tipo Fresnel costituiscono una tecnologia di concentrazione solare progettata per produrre calore a temperature medio-alte, con un equilibrio ottimale tra prestazioni,

costi e semplicità costruttiva. A differenza di altre tecnologie di concentrazione, come i collettori parabolici lineari o le torri solari, il sistema Fresnel utilizza una serie di specchi piani o leggermente curvi disposti in modo lineare sul piano orizzontale. Questi specchi seguono il movimento del sole attraverso un sistema di inseguimento ad asse singolo, riflettendo la radiazione solare verso un ricevitore fisso posizionato a un'altezza variabile sopra il campo di specchi. All'interno del tubo scorre un fluido termovettore, come acqua o olio diatermico fino ad una temperatura compresa tra 200 e 300°C, la produzione di calore di processo in settori industriali come alimentare, tessile, chimico e farmaceutico. In questi ambiti, dove il fabbisogno termico è costante e non sono richieste temperature estreme, i collettori Fresnel possono sostituire in modo efficace fonti fossili, contribuendo alla decarbonizzazione dei processi produttivi.

Il vantaggio principale dei collettori Fresnel è la loro semplicità costruttiva: l'uso di specchi piani riduce i costi di produzione e manutenzione, e l'assenza di movimenti nel ricevitore diminuisce l'usura meccanica. Dal punto di vista tecnico, tuttavia, i collettori Fresnel presentano alcuni limiti intrinseci. La concentrazione della radiazione solare è inferiore rispetto a quella ottenibile con parabole o torri, a causa della geometria meno precisa degli specchi e delle perdite ottiche legate all'allineamento. Questo comporta rendimenti ottici generalmente compresi tra 60% e 70%, valori comunque soddisfacenti per applicazioni termiche ma inferiori rispetto ad altre tecnologie CSP (Concentrated Solar Power). Inoltre, poiché il ricevitore è fisso e collocato a una certa altezza, una parte della radiazione riflessa può disperdersi, riducendo ulteriormente la concentrazione effettiva. Nonostante ciò, la loro economicità e la facilità d'installazione li rendono una soluzione efficace per

la generazione di calore sostenibile, soprattutto nelle aree caratterizzate da elevata radiazione solare e fabbisogni termici costanti.



*Figura 5: Collettori solari Fresnel (12)*

### **2.3.2. Collettori parabolici lineari (PTC)**

Si tratta di sistemi a concentrazione lineare che utilizzano specchi parabolici per riflettere e concentrare la radiazione solare diretta su un tubo ricevitore posto lungo la linea focale della parabola. All'interno del ricevitore scorre un fluido termovettore, generalmente olio diatermico o sali fusi, che viene riscaldato fino a temperature comprese tra 350 e 400 °C, e in alcuni casi anche oltre. Dal punto di vista tecnico, i collettori parabolici lineari si distinguono per la loro elevata efficienza ottica e termica. La forma parabolica consente di concentrare la luce solare in modo preciso e stabile sul ricevitore, riducendo al minimo le perdite di riflessione e dispersione. I sistemi di inseguimento solare ad asse singolo permettono di mantenere costantemente l'allineamento ottimale con il sole, massimizzando la quantità di radiazione raccolta durante tutto il giorno. Grazie a questa accuratezza, i PTC raggiungono rendimenti globali superiori al 70–75%, valori che li rendono ideali per impianti



di medie e grandi dimensioni, soprattutto in contesti ad alta insolazione. Tuttavia, i vantaggi in termini di prestazioni si accompagnano a una maggiore complessità costruttiva e a costi di investimento più elevati. La realizzazione di superfici paraboliche precise richiede materiali e lavorazioni di alta qualità, mentre il tubo ricevitore deve essere dotato di un rivestimento selettivo e di un involucro in vetro sottovuoto per minimizzare le perdite termiche. Inoltre, il movimento continuo degli specchi e del ricevitore comporta la necessità di un sistema meccanico affidabile e di una manutenzione regolare, soprattutto in ambienti polverosi o soggetti a forti escursioni termiche. Data la necessità di ampie superfici captanti per raggiungere livelli di potenza significativi, questa tipologia di impianto risulta inadatta per applicazioni su piccola scala o per utilizzi residenziali, mostrando una scarsa efficienza in tali contesti. (13)



*Figura 6: Impianto a collettori parabolici lineari in Ouarnzazate , Marocco (14)*

### **2.3.3. Collettori a torre centrale (CRS)**

Gli impianti a torre centrale sono un tipo di collettori solari puntiformi che concentrano tutta la radiazione solare raccolta in un unico punto. Un campo di questi impianti è costituito da numerosi specchi, chiamati eliostati, piani o leggermente concavi, che riflettono la luce solare verso un ricevitore posto sulla cima di una torre elevata. Nel ricevitore si raggiungono temperature molto elevate, sufficienti per produrre vapore ad alta temperatura e pressione. Tale vapore viene utilizzato per generare elettricità, sia direttamente vicino al ricevitore, sia in una centrale vicina, trasportando il vapore tramite un sistema di distribuzione adeguato.

Questi impianti presentano rapporti di concentrazione compresi tra circa 300 e 1500, permettendo di raggiungere temperature superiori ai 1500 °C. Grazie a queste elevate temperature, risultano particolarmente adatti come sistemi di integrazione per centrali elettriche convenzionali. Le centrali solari a torre centrale sono generalmente realizzate su larga scala e occupano ampie superfici, come mostrato in Figura 1.11. Per raggiungere alti rapporti di concentrazione della radiazione solare, è quindi necessario che il campo solare abbia dimensioni molto ampie, considerando anche gli aspetti legati all'uso del territorio, all'impatto ambientale e ai costi elevati di investimento. Per queste ragioni, questa tecnologia ha un grande potenziale di sviluppo soprattutto in aree desertiche e aride, dove la radiazione solare è elevata e il valore del terreno è basso, rendendo difficile il suo impiego per altri scopi.



*Figura 7: Vista aerea dell'impianto a torre centrale di Dunhuang, in Cina*

#### **2.3.4. Collettori parabolici a disco (DES)**

In questa configurazione, la radiazione solare viene concentrata in un unico punto focale. Il sistema è dotato di un meccanismo di inseguimento biassiale per seguire la traiettoria apparente del sole durante l'arco della giornata. Questa energia termica può essere utilizzata in due modi principali: può essere convertita in elettricità collegando un motore-generatore direttamente al ricevitore oppure può essere trasportata tramite tubazioni a un sistema centrale di conversione dell'energia per applicazioni più ampie.

Un'altra configurazione prevede la possibilità di collegare i concentratori ed usare un fluido termovettore per alimentare un ciclo termodinamico. Questo tipo di impianto è uno dei più efficienti in termini di fattori di concentrazione permettendo di arrivare a temperature addirittura superiori a  $1500^{\circ}\text{C}$  con aree ridotte. Un campo costituito da concentratori parabolici presenta un'architettura modulare, che consente il funzionamento autonomo di ciascun modulo. La potenza generata da ogni unità varia generalmente tra i 5 e i 25 kW, in funzione delle dimensioni del concentratore. Nella fase di progettazione del campo solare, è fondamentale garantire un'adeguata spaziatura tra i moduli, al



fine di evitare l'ombreggiamento reciproco tra i collettori disposti su file contigue, che comprometterebbe l'efficienza ottica del sistema.



*Figura 8: Campo di collettori parabolici a disco in Arizona, USA*

### **3. Sistemi di accumulo termico**

L'adozione su larga scala dei sistemi basati sull'energia solare richiede l'impiego di metodi affidabili ed efficienti per l'immagazzinamento e la successiva conversione dell'energia prodotta. Tale esigenza si manifesta in modo particolarmente evidente e critico nei contesti in cui la capacità di generazione da fonti rinnovabili non dispacciabili, connesse alla rete elettrica, cresce con grande rapidità. Nei sistemi solari distribuiti e collegati alla rete, lo stoccaggio dell'energia rappresenta un elemento imprescindibile per garantire stabilità, sicurezza e qualità del servizio, poiché consente di ridurre gli squilibri tra produzione intermittente e fabbisogno reale. Esistono differenti opzioni di accumulo: alcune tecnologie sono già oggi economicamente sostenibili e applicabili su ampia scala, mentre altre,

attualmente ancora in fase di sviluppo o caratterizzate da costi elevati, diventeranno competitive e più diffuse negli anni a venire, contribuendo così alla transizione energetica. Per i sistemi di produzione di energia elettrica esistono svariate tecnologie che permettono di accumulare l'energia in surplus in diverse forme. Una possibilità è utilizzare l'energia solare per produrre idrogeno, immagazzinando l'energia sotto forma gassosa o liquida. Sebbene non esistano barriere tecniche significative alla produzione, allo stoccaggio e all'utilizzo su larga scala dell'idrogeno, l'efficienza di produzione è relativamente bassa, comportando costi elevati per i sistemi di stoccaggio e distribuzione.

L'accumulo termico ad alta temperatura è particolarmente adatto per il solare termodinamico a concentrazione (CSP) ed è già impiegato commercialmente su larga scala. L'integrazione di un sistema di accumulo termico in un impianto CSP aumenta i costi iniziali di capitale ma, di fatto, riduce il "levelized cost of energy" (LCOE), poiché consente di utilizzare il blocco di potenza dell'impianto per un numero maggiore di ore, migliorando così l'efficienza complessiva e la convenienza economica.

La presenza di un accumulo termico fornisce al sistema una maggiore flessibilità, permettendo un miglior accoppiamento con le utenze elettriche e termiche. Il principio di funzionamento di un TES è lo stesso per tutte le diverse applicazioni e prevede tre fasi: una fase di carica, in cui l'energia viene fornita all'accumulo, una fase di mantenimento, in cui l'energia viene conservata all'interno dell'accumulatore, ed infine si ha la fase di scarica, in cui l'energia accumulata viene ceduta per essere utilizzata.

La scelta della tecnologia TES da utilizzare dipende da varie considerazioni su diversi parametri. Una prima classificazione può essere fatta in base al periodo di stoccaggio richiesto:

- *Accumulo termico a breve termine*: si riferisce ad uno stoccaggio che dura da poche ore a un giorno. L'obiettivo è compensare variazioni giornaliere della disponibilità di energia, come nel caso del calore prodotto durante il giorno e utilizzato di sera. Le tecnologie più diffuse in questo ambito includono l'accumulo di calore sensibile, che sfrutta materiali come acqua, oli diatermici o Sali fusi per immagazzinare energia sotto forma di calore sensibile. Questo tipo di sistema è semplice e viene impiegato in CSP per garantire continuità nella produzione elettrica anche dopo il tramonto.
- *Accumulo termico a medio termine*: copre intervalli che vanno da alcuni giorni ad poche settimane. È particolarmente utile per gestire variazioni legate a condizioni meteorologiche

sfavorevoli prolungate, come periodi nuvolosi. Oltre al calore sensibile, trovano applicazione l'accumulo di calore latente, basato su materiali a cambiamento di fase (PCM), e sistemi termo-chimici, che sfruttano reazioni reversibili per immagazzinare energia. I PCM hanno il vantaggio di mantenere la temperatura di rilascio costante, mentre i sistemi termo-chimici permettono di conservare l'energia con perdite minime anche per diversi giorni.

- *Accumulo termico a lungo termine*: detto anche accumulo stagionale, copre da settimane a mesi e trova applicazioni ad esempio nel teleriscaldamento solare. L'obiettivo è immagazzinare il calore nella stagione calda e utilizzarlo nella stagione fredda. In questo caso, la sfida principale è ridurre al minimo le perdite per periodi molto lunghi. Le tecnologie più utilizzate sono gli accumuli geotermici stagionali (STES), che sfruttano il terreno o falde acquifere come serbatoi naturali di calore, i sistemi termo-chimici a reazioni ad alta stabilità.

Un altro parametro utilizzato per la scelta del TES è l'intervallo di temperatura di esercizio:

- *HTTES (high temperature TES)*: per impianti che operano oltre i 300°C, ad esempio impianti CSP ad alta potenza, accumulatori di energia termica di scarico da processi industriali o accumulo di calore di processo di centrali termiche con turbine a gas;
- *MTTES (medium temperature TES)*: per processi di accumulo tra i 50°C e i 300°C comprendendo l'accumulo di calore negli impianti CSP di bassa potenza;
- *LTTES (low temperature TES)*: per processi tra i 20°C e i 150°C, ad esempio riscaldamento di edifici, serre, acqua calda sanitaria;
- *CTES (cold temperature TES)*: con temperature di accumulo sotto i 20°C, sfruttato nel raffrescamento e nel condizionamento degli ambienti, o nell'industria alimentare.

Tuttavia, il parametro più utilizzato per la classificazione dei TES è il meccanismo fisico utilizzato per immagazzinare l'energia termica (15):

- *Accumulo sensibile*: L'accumulo di calore sensibile ("Sensible Heat Storage", SHS) è il metodo più semplice e maturo per immagazzinare energia termica. Il calore viene accumulato variando la temperatura di un mezzo di accumulo che può essere liquido (acqua, olio) o solido (roccia, mattoni, terreno, sabbia), senza alcun cambiamento di fase nell'intervallo di temperature del processo; ciò che varia è quindi l'energia interna del mezzo accumulatore. L'acqua è il mezzo di accumulo più utilizzato perché è un fluido molto economico, non tossico e facilmente reperibile. Il tipo di contenitore dipende dall'intervallo di temperatura di

esercizio, dalla compatibilità chimica con il materiale di accumulo e dal livello di isolamento termico richiesto, e rappresenta un elemento importante del costo totale del sistema TES.

- *Accumulo latente:* I sistemi di accumulo termico latente sfruttano il cambiamento di fase di specifiche sostanze per assorbire o rilasciare calore. Rappresentano un'alternativa efficiente agli accumuli di tipo sensibile e offrono il vantaggio di una densità energetica superiore rispetto ai sistemi SHS, consentendo di ridurre il volume necessario a parità di energia immagazzinata. Sono attualmente in uso diversi materiali a cambiamento di fase (PCM) con temperature di transizione comprese tra 0 e 120 °C. Per quanto riguarda i materiali organici, la paraffina è la più comunemente utilizzata: si presenta come cera a temperatura ambiente ed è chimicamente costituita da idrocarburi appartenenti alla serie degli alcani  $C_nH_{2n+2}$ . Il punto di fusione aumenta con il numero di atomi di carbonio. Per applicazioni a temperatura media (temperature di esercizio simili a quelle dei tradizionali sali fusi) e ad alta temperatura (temperature superiori a quelle attualmente utilizzate nei sistemi di accumulo dell'energia solare a concentrazione), sono state ampiamente studiate miscele binarie e ternarie di sali inorganici per applicazioni di accumulo termico, sia come fluidi termovettori (HTF) sia come materiali per sistemi di accumulo termico (TES). Tra le caratteristiche degne di nota dei carbonati fusi vi sono la stabilità chimica, la sicurezza e le prestazioni ottimali in un ampio intervallo di condizioni di temperatura moderata (500 – 600°C) ed alta (600 – 800°C), che li rendono adatti alle applicazioni nei sistemi CSP.
- *Accumulo termochimico:* I sistemi termochimici permettono di accumulare calore sfruttando l'energia assorbita e rilasciata durante la rottura e la formazione dei legami chimici durante una reazione chimica reversibile. Diverse soluzioni di integrazione di un processo di accumulo termochimico e un CSP sono presenti in letteratura. Un esempio di configurazione CSP-CaL è dato in figura

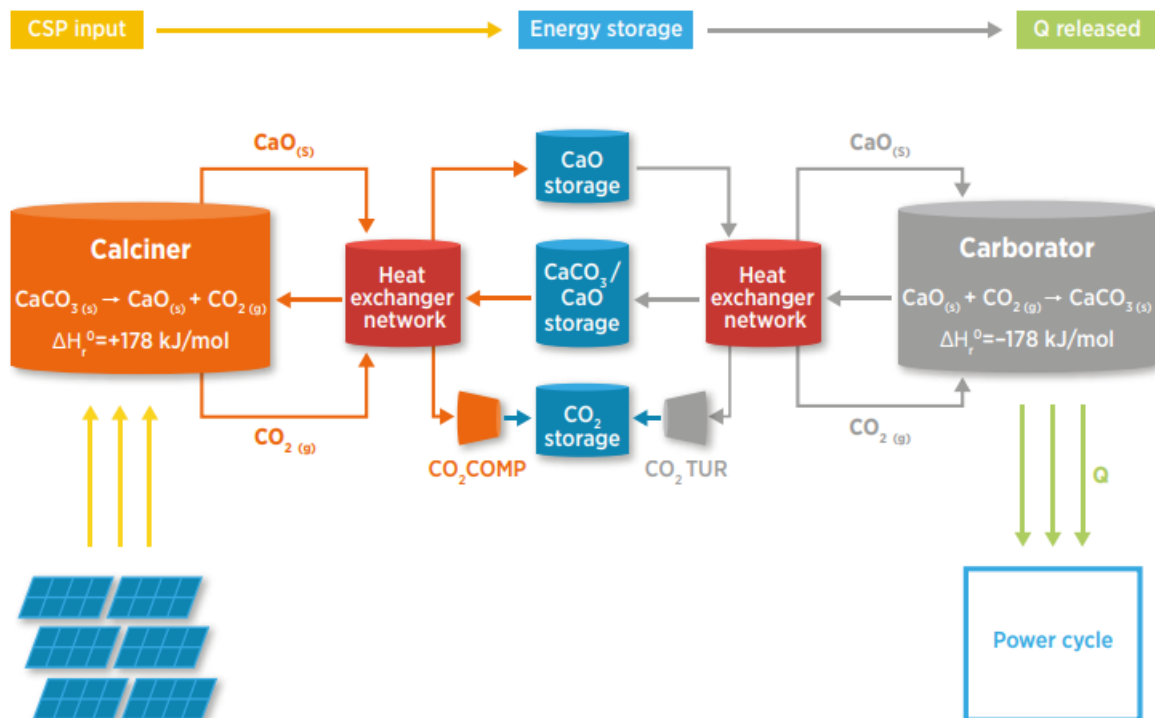


Figura 9: Accumulo termochimico accoppiato ad un concentratore solare

## 4. Ciclo Rankine organico

### 4.1. Ciclo Rankine: confronto tra acqua e fluidi organici

La maggior parte delle centrali termoelettriche attualmente operative si basa sul ciclo Rankine. Il ciclo Rankine organico (ORC) si fonda sui principi del ciclo Rankine a vapore, ma utilizza fluidi organici di lavoro con punti di ebollizione più bassi per sfruttare il calore proveniente da fonti termiche a temperatura più bassa. Il ciclo Rankine ad acqua presenta infatti alcuni svantaggi che risultano limitanti soprattutto alle basse temperature. L'acqua è un fluido umido e quindi la curva di saturazione del vapore ha pendenza negativa. Di conseguenza, per ottenere un salto entalpico interamente contenuto nella zona di vapore surriscaldato è necessario che il vapore subisca un surriscaldamento prima dell'ingresso in turbina. Al contrario, durante l'espansione si formerebbero



goccioline di liquido causando erosione delle pale e bassi rendimenti. La pendenza della curva di saturazione del vapore di un fluido “asciutto”, invece, assicura che l’espansione avvenga sempre nella zona di vapore surriscaldato anche con un ciclo subcritico. Per massimizzare il rendimento di un ciclo Rankine a vapore è necessario un grande salto entalpico che richiede l’impiego di una turbina multistadio, con conseguente incremento di costi, ingombri e complessità dell’impianto. Al contrario, un ciclo Rankine organico subcritico consente di ottenere elevata efficienza anche con turbine monostadio caratterizzate da minori costi, dimensioni e complessità. Inoltre, complessità, costi di realizzazione, costi di manutenzione e costi di esercizio sono complessivamente inferiori in un ciclo organico rispetto ad un ciclo ad acqua.

Le temperature delle sorgenti calde con cui un ciclo ORC opera sono inferiori rispetto a quelle dei cicli tradizionali, di conseguenza i rendimenti risultano più bassi. Tuttavia, gli studi e la ricerca dei cicli a fluido organico non si basa tanto sulla capacità di raggiungere rendimenti elevati ma sulla possibilità di semplificare quanto più possibile il ciclo e di estrarre quanto più lavoro sfruttando fonti di calore a temperature medio basse.

Per quanto riguarda i componenti, i due cicli presentano caratteristiche simili: pompa, evaporatore, espansore e condensatore. Nonostante ciò, il layout di un impianto ORC risulta più semplice rispetto a quello tradizionale. Lo scambiatore di calore è soggetto a minori sollecitazioni termiche e può essere più compatto. L’espansore rappresenta l’elemento che incide maggiormente sull’efficienza del sistema ORC e gioca un ruolo cruciale nel bilancio tra prestazioni e costi dell’impianto. Per massimizzare il rendimento di un ciclo Rankine a vapore è necessario un grande salto entalpico che richiede l’impiego di una turbina multistadio, con conseguente incremento di costi, ingombri e complessità dell’impianto. Al contrario, un ciclo Rankine organico subcritico consente di ottenere elevata efficienza anche con turbine monostadio caratterizzate da minori costi, dimensioni e complessità.

## **4.2. Componenti principali**

Nella sua forma ideale il ciclo termodinamico è quello indicato in figura:

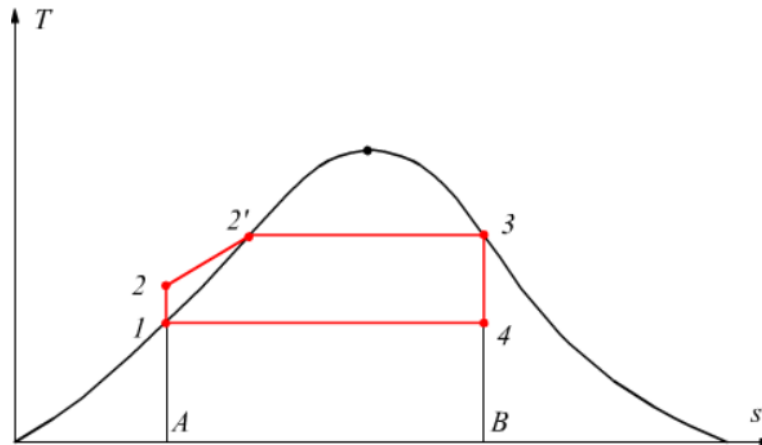


Figura 10: Ciclo Rankine ideale(16)

I componenti principali sono i seguenti:

- Espansore (3  $\rightarrow$  4): L'espansore è il componente che converte l'energia termica in lavoro meccanico. In questo caso studio sono stati fissati a monte la potenza in uscita, pari a 15 kW, e le condizioni in ingresso. In particolare, temperatura e pressione di ingresso turbina vengono fissati in funzione delle caratteristiche sia del fluido che del sistema. La temperatura viene fissata restando al di sotto del valore oltre la quale il fluido incorrerebbe in fenomeni di instabilità termica. La pressione viene fissata in modo tale da ottenere un compromesso tra efficienza elevata e costi ridotti. Una elevata pressione di lavoro, infatti, risulta in componenti e tubazioni più costose, nonché in una maggiore complessità dell'impianto. Il valore ottimale della portata del circuito è stato ottenuto analizzando il valore della pressione in uscita dalla turbina in funzione della portata stessa. L'obiettivo è stato quello di sfruttare il più possibile l'espansione in turbina in modo tale da ridurre la portata di fluido necessaria e ridurre il lavoro della pompa e il costo del fluido. Per motivi di sicurezza, è fondamentale mantenere nel circuito una lieve sovrappressione rispetto all'ambiente esterno, così da prevenire l'ingresso di aria all'interno dell'impianto. Per questo motivo sono state escluse dagli impianti pressioni di lavoro inferiori alla pressione atmosferica. Inoltre, si è scelto di mantenere una sovrappressione del 10% circa per annullare infiltrazioni d'aria del circuito
- Condensatore (4  $\rightarrow$  1): Nel caso del ciclo Rankine aperto, non è previsto un componente fisico specifico che realizzi la trasformazione dal punto 3 al punto 0. Tale passaggio viene infatti interpretato come un processo ideale: al punto 3 il vapore esausto in uscita dalla turbina viene rilasciato nell'ambiente, mentre il punto 0 rappresenta la condizione di reintegro del

fluido di lavoro, che viene considerato come nuovamente prelevato dall'ambiente per l'avvio del ciclo successivo. Nel ciclo ORC, invece, tratta di uno scambiatore in cui due correnti, disposte in controcorrente, trasferiscono calore tra loro: una calda e una fredda. La corrente calda, rappresentata dal fluido di lavoro, cede energia termica al fluido freddo per condensare e tornare allo stato liquido; la corrente fredda, invece, assorbendo il calore di condensazione, lascia lo scambiatore a una temperatura più elevata. Il fluido freddo utilizzato è l'acqua alla pressione ambiente in modo sfruttare la potenza termica al condensatore per la cogenerazione. Si sono ipotizzate le condizioni in ingresso e uscita dell'acqua pari rispettivamente a 25°C e 75°C, coerenti con le temperature di ritorno e immissione di un impianto di riscaldamento a radiatori.

- Pompa (1 → 2): Attraverso la pompa, il fluido in fase liquida in uscita dal condensatore subisce un aumento di pressione necessario per il successivo processo di evaporazione. Le condizioni di ingresso sono derivate da quelle di uscita del condensatore. L'altro parametro definito per proseguire con l'elaborazione nel software è l'efficienza isentropica della pompa, assunto pari a 0.9, insieme al valore della pressione in uscita, pari a quello previsto all'ingresso dell'evaporatore.
- Evaporatore (2 → 3): L'evaporatore rappresenta l'elemento principale del sistema che collega il ciclo Rankine organico alla fonte di calore, ossia, il concentratore solare. Fondamentalmente, si tratta di uno scambiatore di calore attraversato da due flussi in controcorrente, analogamente al condensatore: un fluido caldo e uno freddo.

## 4.3. Tipologie di impianto

I cicli Rankine organici si distinguono per il basso costo dell'impianto e per la loro notevole semplicità costruttiva, resa possibile dalle condizioni operative caratterizzate da temperature contenute, potenze ridotte e rendimenti limitati. Nella maggior parte dei casi non vengono adottati sistemi di rigenerazione né di surriscaldamento, come nel presente caso studio. Tuttavia, l'avanzamento tecnologico e numerosi studi di ricerca hanno prodotto soluzioni di questo tipo lasciando inalterata l'efficienza.

- Subcritico: è la tipologia più semplice di ciclo Rankine. Presenta una temperatura massima inferiore alla temperatura critica del fluido di lavoro. Gli stati (1) e (2) risultano coincidenti in quanto il lavoro della pompa si assume trascurabile. Il tratto (2-3) corrisponde

all'evaporazione del fluido che avviene in due step in cui passa da liquido saturo (2') a vapore saturo (3), per poi espandersi in turbina (3-4) e raffreddarsi nel condensatore (4-0).

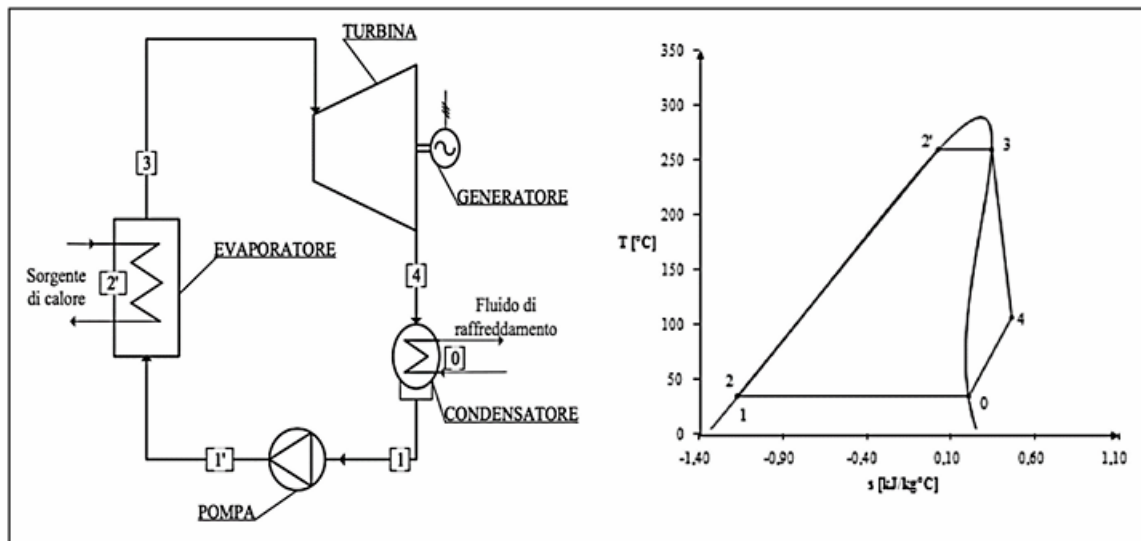


Figura 11: ciclo Rankine subcritico

- Surriscaldato: il fluido raggiunge una temperatura di ingresso in turbina superiore alla temperatura critica. A differenza del caso precedente, dopo la completa evaporazione del fluido è previsto un ulteriore aumento di temperatura che garantisce un salto entalpico disponibile maggiore.

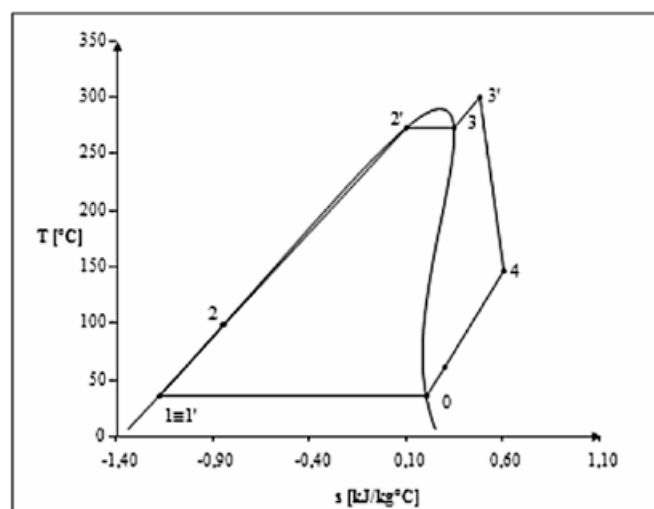


Figura 12: Ciclo Rankine surriscaldato

- Supercritico: il fluido raggiunge una temperatura superiore al punto critico ma senza attraversare la regione bifasica. Dal grafico si nota come a parità di temperatura di ingresso turbina raggiunta, il salto entalpico nel caso supercritico è maggiore rispetto al caso surriscaldato.

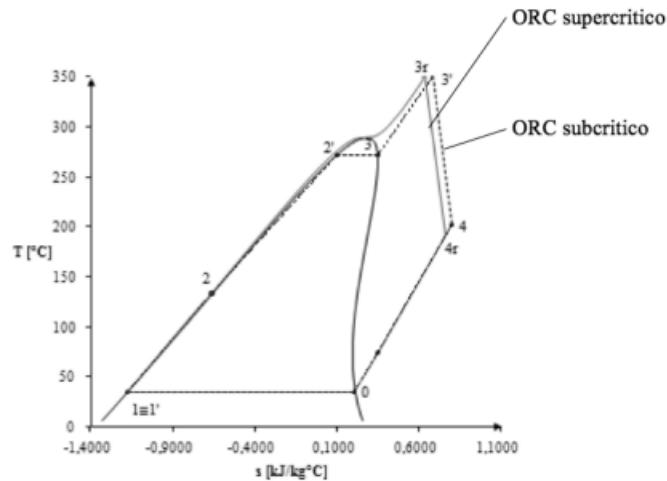


Figura 13: Ciclo Rankine supercritico

## 4.3. Fluidi organici di lavoro

La moltitudine di fluidi di lavoro utilizzabili in un ciclo ORC possiedono proprietà fisiche differenti che possono influenzare significativamente l'efficienza del sistema, le dimensioni dei suoi componenti, la stabilità e la sicurezza, oltre a considerazioni ambientali. Ad esempio, la temperatura critica e il punto di ebollizione di un fluido di lavoro determinano l'intervallo di temperature operative del sistema. La conducibilità termica incide, invece, sulla superficie di scambio termico necessaria per gli scambiatori di calore. Inoltre, fattori come il potenziale di riscaldamento globale (GWP) e il tempo di permanenza atmosferica (ALT) possono influire sulla conformità del fluido di lavoro alle normative e agli standard ambientali. Pertanto, la selezione del fluido di lavoro rappresenta un aspetto cruciale nella progettazione di un sistema ORC. In genere, ciascuno dei fluidi individuati dai progettisti viene sottoposto a un processo di valutazione che comprende l'ottimizzazione dei parametri operativi per la configurazione di ciclo predefinita. Dopodiché si procede al dimensionamento dei componenti per valutare la fattibilità economica complessiva del sistema.

Di seguito verranno illustrate le principali caratteristiche dei fluidi e la loro importanza nella selezione del fluido adatto.

### 4.3.1. Pendenza della curva limite superiore (CLS)

I fluidi organici di lavoro possono essere suddivisi in tre categorie in base alla pendenza della loro curva di vapore saturo: dry, wet e isoentropic fluid. Questa classificazione influisce in modo significativo sulla scelta in quanto delinea l'idoneità o la non idoneità di un fluido per determinate applicazioni. (17)

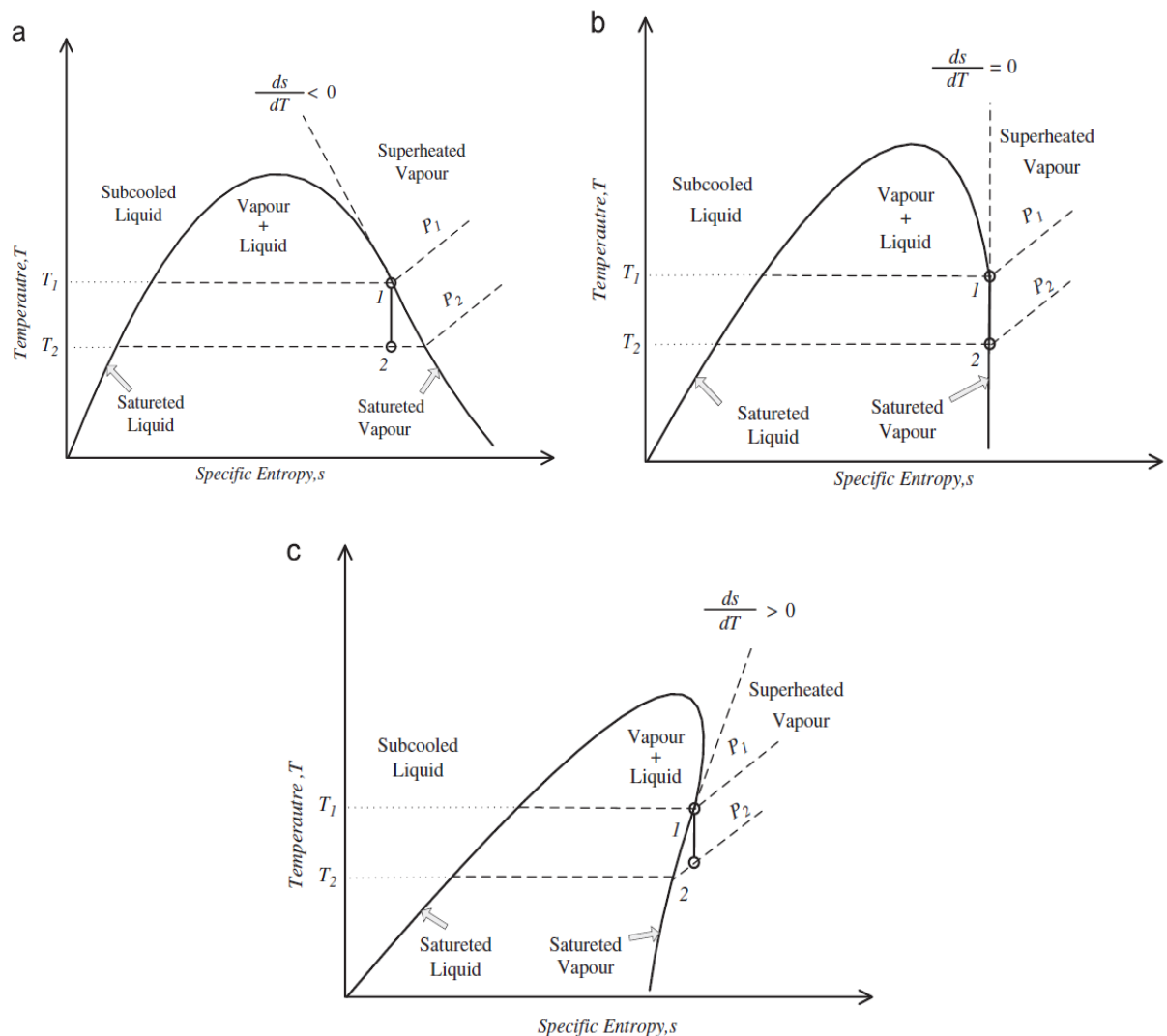


Figura 14: Tipologia di fluidi organici: (a) wet, (b) isoentropic, (c) dry

- *Fluido umido*: caratterizzato da una pendenza negativa ( $\frac{ds}{dt} < 0$ ) della curva limite superiore. Generalmente posseggono anche bassa temperatura critica che rende necessario un grosso

salto in turbina per ottenere un'efficienza rilevante. Generalmente richiedono uno o più stati di surriscaldamento per evitare la formazione di condensa in turbina.

- *Fluido isoentropico*: caratterizzati da una curva limite superiore verticale ( $\frac{ds}{dt} = 0$ ). Anche in questo caso, come i fluidi asciutti, il vapore rimane saturo all'uscita dell'espansore. Anche questa tipologia di fluidi si presta bene all'utilizzo in un ciclo ORC.
- *Fluido asciutto*: caratterizzato da una pendenza positiva ( $\frac{ds}{dt} > 0$ ) della curva limite superiore. L'utilizzo di un fluido asciutto elimina la necessità di surriscaldamento in quanto non sussiste più il problema della formazione di condensa negli ultimi stadi dell'espansore.

Per sfruttare maggiormente questa caratteristica è possibile sfruttare il vapore surriscaldato in uscita dalla turbina per recuperare calore attraverso un rigeneratore riducendo, così, il calore da smaltire al condensatore e il calore da fornire all'evaporatore. Questa tipologia di fluido di lavoro è ovviamente adatta ad un ciclo ORC. Una criticità dei fluidi asciutti riguarda la temperatura di evaporazione. Evaporare a temperature molto vicine a quella critica, infatti, può comportare che all'inizio dell'espansione il fluido si trovi all'interno della curva limite superiore e quindi in condizione bifasica. La letteratura raccomanda che per operare in sicurezza il punto di evaporazione debba trovarsi sufficientemente sotto il punto critico.

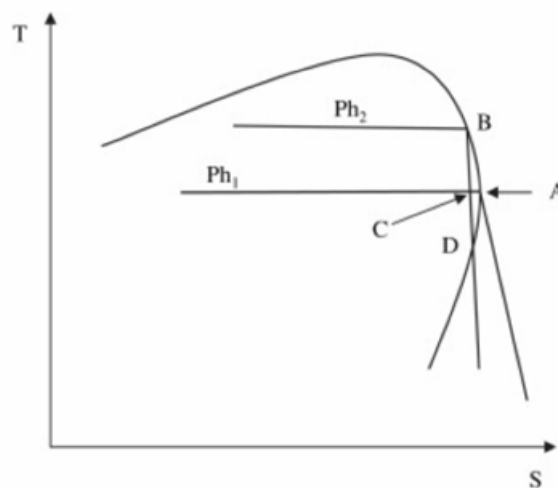


Figura 15: esempio di presenza di liquido in espansione

### **4.3.2. Calore latente di evaporazione, densità e calore specifico**

Per ottimizzare le prestazioni di un sistema a ciclo Rankine organico, è preferibile impiegare un fluido di lavoro con elevato calore latente, alta densità e bassa capacità termica specifica in fase liquida. Un fluido con tali proprietà è in grado di assorbire una maggiore quantità di energia dalla sorgente termica nell'evaporatore, permettendo di ridurre la portata massica richiesta, le dimensioni complessive dell'impianto e il consumo energetico della pompa. La capacità termica specifica del liquido non influisce sul lavoro netto prodotto dal ciclo; al contrario, quella del vapore incide sui costi dell'evaporatore, poiché un valore ridotto comporta la necessità di una maggiore superficie di scambio. Anche la conducibilità termica è determinante per le dimensioni dello scambiatore di calore ad aria: valori più alti migliorano l'efficienza dello scambio e riducono la superficie necessaria. Inoltre, il fluido ideale dovrebbe possedere la massima densità possibile sia in fase liquida, per ridurre le perdite di pompaggio, sia in fase vapore, per limitare le perdite di pressione negli scambiatori. (18)

### **4.3.3. Viscosità**

La viscosità del fluido organico deve essere più bassa possibile per ridurre le perdite di carico nelle tubazioni del circuito. Un'elevata resistenza al flusso, infatti, comporterebbe un maggiore dispendio energetico. Una viscosità contenuta consente invece di migliorare l'efficienza complessiva del sistema e di ottimizzare le prestazioni operative.(18)

### **4.3.4. Temperatura e pressione critica**

L'elevata temperatura critica, l'alta stabilità termica e la bassa pressione di vapore caratterizzano l'idoneità dei fluidi organici per applicazioni ORC. I fluidi di lavoro con alta temperatura critica sono essenziali per mantenere i sistemi ORC nel campo sottocritico nonché di espandersi fino a pressioni più basse generando un maggiore salto entalpico. Inoltre, è necessario che la temperatura critica del fluido sia superiore rispetto alla massima temperatura raggiunta nel ciclo. Se la temperatura critica di un fluido è inferiore rispetto alla temperatura della sorgente, si ha una produzione di entropia causata dalla distanza fra le curve di scambio termico e inoltre non si sfrutta tutto il calore che può fornire la



sorgente; con bassi valori di temperatura critica risulta difficile anche la fase di condensazione. Tuttavia, per i cicli ORC supercritici tale temperatura deve essere sufficientemente bassa da poter essere superata con la sorgente termica che si ha a disposizione. (18)

#### **4.3.5. Stabilità chimica e compatibilità con i materiali**

Diversamente dall'acqua i fluidi organici hanno il problema della stabilità chimica ad alte temperature. Per questo motivo una sostanza può essere utilizzata in un ciclo ORC solo se la sua temperatura di stabilità chimica è superiore alla massima temperatura raggiungibile nel ciclo, considerando un certo margine di sicurezza e tenendo in considerazione possibili anomalie come picchi di temperatura all'interno del generatore di vapore. Un'altra problematica da tenere in considerazione è la stabilità dei fluidi a contatto con le pareti solide dei componenti dell'impianto. Nel lato pratico, ne deriva una limitazione della massima temperatura del ciclo di circa 600 K. (18)

#### **4.3.6. Impatto ambientale**

Nonostante l'ORC sia un ciclo termodinamico chiuso, è possibile che durante la vita utile di un impianto si verifichino interazioni tra il fluido di lavoro e l'ambiente. È quindi molto importante degli eventuali danni ambientali causati dai fluidi organici dispersi in ambiente.

L'ODP (Ozone Depletion Potential) e il GWP (Global Warming Potential) sono due parametri fondamentali nella valutazione dell'impatto ambientale dei fluidi organici. L'ODP misura la capacità di una sostanza di danneggiare lo strato di ozono atmosferico, prendendo come riferimento il fluido R-11, al quale è attribuito un valore pari a 1. I composti clorofluorocarburi (CFC), storicamente diffusi in molti impianti, presentano valori di ODP elevati e, proprio per il loro impatto nocivo, sono stati progressivamente eliminati dal mercato in seguito al protocollo di Montréal e alle normative ambientali internazionali.

Il GWP, invece, quantifica il contributo di un fluido al riscaldamento globale con riferimento alle emissioni di CO<sub>2</sub> equivalenti. Alcuni fluidi possono raggiungere valori di GWP estremamente alti, fino a diverse migliaia, il che significa che il loro effetto serra è migliaia di volte superiore a quello

della stessa quantità di anidride carbonica emessa. Idealmente, un fluido di lavoro dovrebbe avere valori di ODP prossimi allo zero e GWP molto basso. Tuttavia, nella pratica, trovare un fluido che rispetti entrambe le condizioni mantenendo buone prestazioni termodinamiche è estremamente difficile. Per questo motivo, le normative europee hanno stabilito soglie precise: ODP inferiore a 1 e, dal 2020, divieto di utilizzo di fluidi con GWP superiore a 2500. Questi vincoli hanno stimolato la ricerca verso soluzioni più sostenibili, come l'adozione di fluidi naturali (ad esempio ammoniaca, anidride carbonica, idrocarburi leggeri) o di nuove miscele sintetiche a basso impatto ambientale, sebbene queste ultime possano presentare sfide in termini di sicurezza, compatibilità dei materiali o efficienza complessiva del ciclo.

### **4.3.7. Sicurezza**

È fondamentale evitare qualsiasi fuga di fluidi organici all'interno dell'impianto, poiché molti di essi presentano proprietà tossiche nonché elevata infiammabilità. In presenza di sostanze infiammabili, la normativa impone l'uso di apparecchiature certificate secondo gli standard ATEX, al fine di prevenire il rischio di esplosioni. Per quanto riguarda la tossicità, è altrettanto importante garantire una ventilazione adeguata negli ambienti di lavoro, così da ridurre al minimo l'esposizione del personale nonché le concentrazioni nel range di infiammabilità. Lo standard ASHRAE fornisce una classificazione dei refrigeranti in base al loro grado di infiammabilità e tossicità.

## **4.4. Fluidi scelti**

### **4.4.1. Toluene**

Il toluene è un composto organico appartenente alla famiglia degli idrocarburi aromatici, con formula chimica  $C_7H_8$ . Il punto di ebollizione del toluene si aggira intorno ai 110,6 °C, un valore più elevato rispetto a molti altri fluidi organici comunemente impiegati nei cicli ORC, il che consente di operare a temperature medio-alte. La sua temperatura critica è intorno ai 318 °C, mentre la pressione critica è circa 41.1 bar. Inoltre, evidenze denotano che il toluene rimane stabile anche ad alte temperature consentendo la sua applicabilità anche in ORC ad alta temperatura (19). Dal punto di vista

ambientale, il Toluene ha un potenziale di deplezione dell'ozono (ODP) pari a zero, quindi non contribuisce al consumo dello strato di ozono stratosferico. Il suo potenziale di riscaldamento globale (GWP) è molto basso o trascurabile, rendendolo una scelta sostenibile.

Di seguito sono rappresentate le curve limite utilizzando i dati presenti su ASPEN.

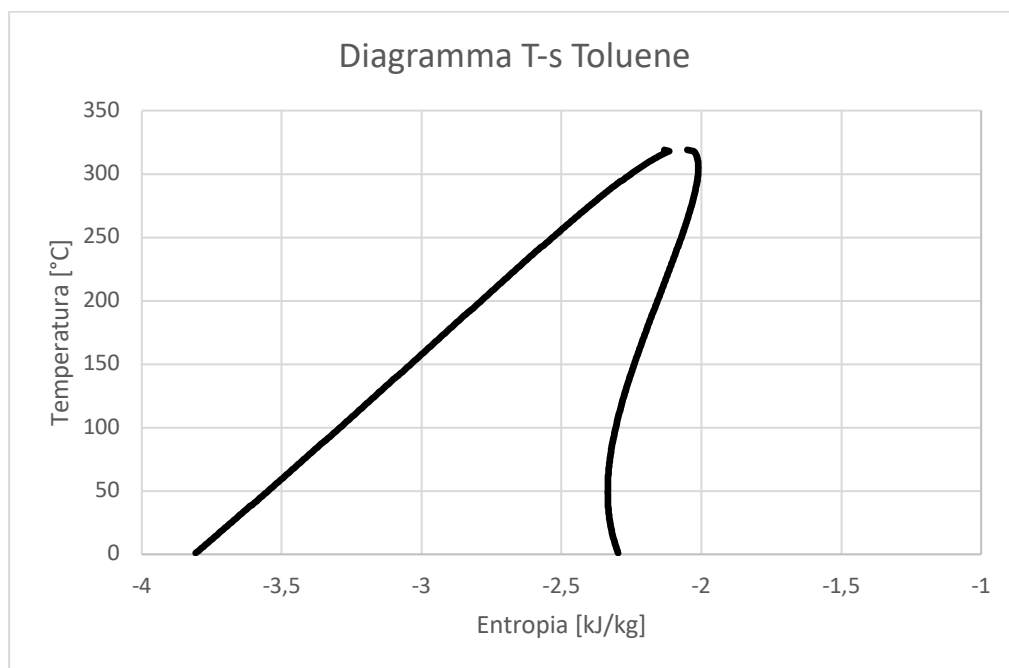


Figura 16: Diagramma T-s Toluene

#### 4.4.2. Ciclopentano

Il ciclopentano è un idrocarburo ciclico appartenente alla famiglia degli alcani, con formula chimica  $C_5H_{10}$ . Il punto di ebollizione del ciclopentano è intorno ai 49 °C, mentre la sua temperatura critica si attesta a circa 239 °C, con una pressione critica intorno ai 40 bar. Evidenze scientifiche denotano una resistenza alle alte temperature inferiore rispetto al Toluene (19). Il ciclopentano è un idrocarburo ciclico appartenente alla famiglia degli alcani, con formula chimica  $C_5H_{10}$ . Si presenta come un liquido incolore e volatile, caratterizzato da un odore leggero e da una struttura molecolare ad anello pentagonale, che gli conferisce proprietà fisiche e chimiche peculiari rispetto agli idrocarburi lineari. Dal punto di vista ambientale, il ciclopentano si distingue per un potenziale di deplezione dell'ozono (ODP) pari a zero, non contribuendo quindi al danno dello strato di ozono. Inoltre, il suo potenziale di riscaldamento globale (GWP) è molto basso, il che lo rende un fluido di lavoro sostenibile e

rispettoso dell'ambiente, adatto a rispondere alle crescenti normative internazionali in materia di emissioni e tutela climatica. Le curve limite sottostanti sono state ricavate dai dati presenti su ASPEN.

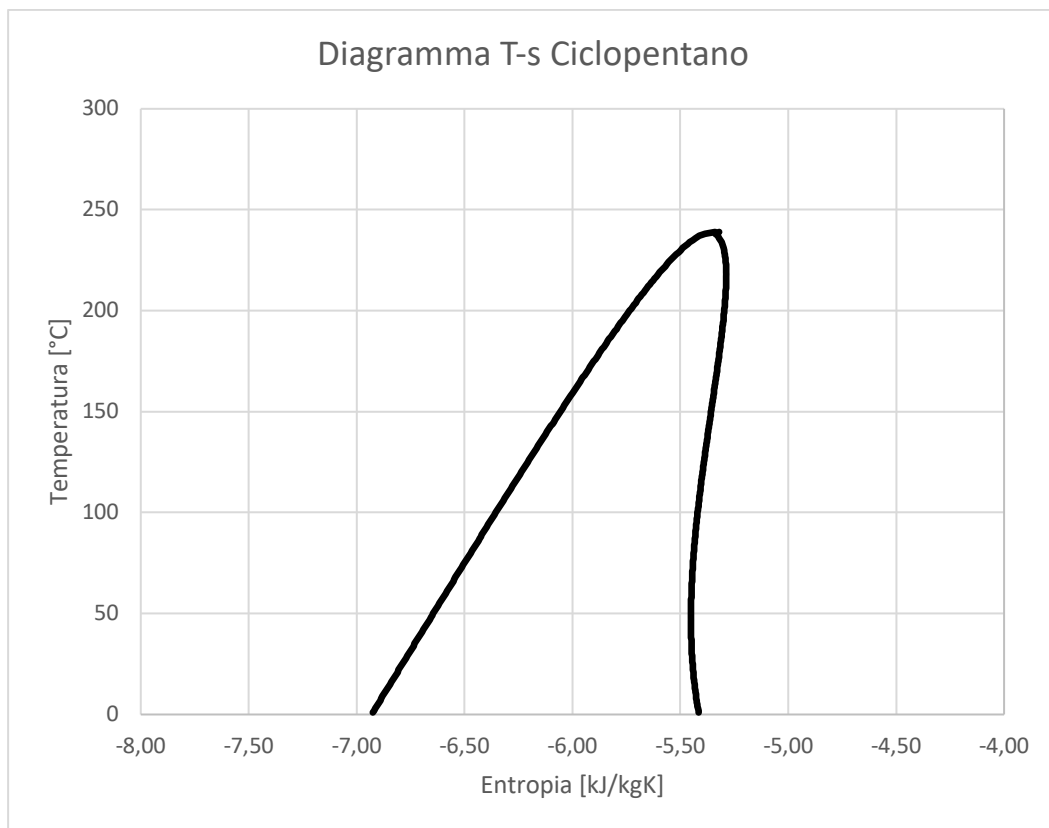


Figura 17: Diagramma T-s Ciclopentano

#### 4.4.3. MDM

L'Ottimetiltrisilossano, spesso abbreviato in MDM, è un composto appartenente alla famiglia dei siliconi, con formula chimica  $C_8H_{24}O_2Si_3$ . La temperatura critica è pari a 290,98 °C e la pressione critica è 14,15 bar. Queste caratteristiche permettono un'ampia finestra operativa, garantendo stabilità e sicurezza durante il funzionamento anche in condizioni termiche impegnative. Dal punto di vista ambientale, l'MDM presenta un potenziale di deplezione dell'ozono (ODP) pari a zero e un potenziale di riscaldamento globale (GWP) estremamente basso. Inoltre, la sua elevata stabilità chimica e termica riduce significativamente i rischi di degradazione e di formazione di sottoprodotti nocivi, contribuendo a una maggiore affidabilità e durata dell'impianto.

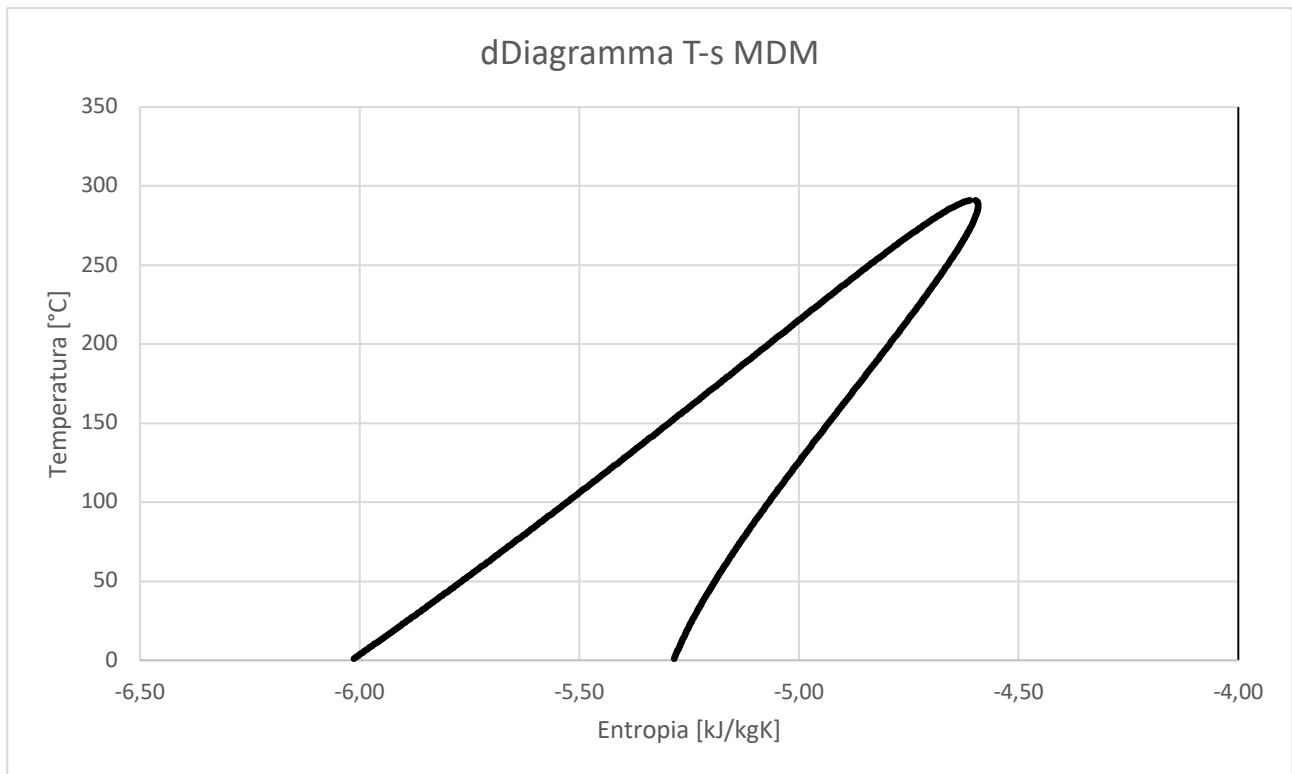


Figura 18: Diagramma T-s MDM

#### 4.4.4. Fluido termovettore

Il fluido termovettore ha il compito di trasferire calore dal concentratore solare al fluido di lavoro e portare a completa evaporazione quest'ultimo prima dell'ingresso in turbina. È stato scelto il Dowtherm-A, una miscela eutettica composta da bifenile e ossido di difenile, due composti aromatici che presentano pressioni di vapore molto simili. Dal punto di vista operativo, il Dowtherm-A si distingue per un ampio intervallo di utilizzo. Può essere impiegato sia in fase liquida, da circa 15°C fino a 400°C, sia in fase vapore. La sua stabilità termica è elevata fino a circa 400 °C, con una temperatura di film massima raccomandata di circa 425 °C, condizione che garantisce una lunga durata operativa senza fenomeni significativi di cracking termico.(20)

## 5. Modello e simulazione

In questo capitolo viene analizzata e illustrata la fase di modellazione di un ciclo Rankine Organico alimentato da un concentratore solare di tipo a disco parabolico. Sono stati selezionati 3 fluidi di lavoro e sulla base di opportune ipotesi, è stato sviluppato un modello di ciclo Rankine organico con un output di 15 kW, con l'obiettivo di individuare quale fluido consenta il miglior sfruttamento della risorsa solare e con riguardo alla questione economica. L'obiettivo è stato quello di modellizzare un ciclo ORC con una potenza elettrica in uscita di 15 kW, analizzando il sistema attraverso analisi di sensitività con la funzione "Sensitivity" di Aspen per individuare i punti di progetto ottimali. Si è scelto di trascurare le perdite di carico nelle tubazioni.

### 5.1. Aspen plus

La modellazione e la simulazione sono state realizzate mediante il software Aspen plus V14. ASPEN (*Advanced System for Process Engineering*) è un ambiente di simulazione avanzato per la progettazione e l'analisi di processi chimici. In particolare, Aspen Plus® consente di modellare quantitativamente impianti di trattamento attraverso l'uso di diagrammi di flusso (*flowsheet*), includendo non solo l'unità centrale del reattore, ma anche le fasi di pre- e post-trattamento. L'interfaccia grafica, basata su comandi a icone (*blocchi*), permette di rappresentare operazioni unitarie o interi processi, integrando la gestione dei flussi di materia ed energia, nonché degli eventuali segnali di controllo. Ogni processo simulato è descritto da un modello matematico equivalente, costituito da equazioni algebriche e/o differenziali linearmente indipendenti, formulate in modo da garantire la corrispondenza tra numero di equazioni e variabili incognite. Tali equazioni derivano da bilanci di proprietà termodinamiche, relazioni di equilibrio di fase e chimico, leggi di trasporto, stechiometria, dati cinetici e vincoli fisici caratteristici del processo.

Si è scelto di utilizzare l'equazione di stato di Peng-Robinson per valutare le trasformazioni termodinamiche.

## 5.2. Espansore

L'espansore rappresenta il componente chiave per la produzione di potenza dell'impianto, pertanto, si è scelto di cominciare l'analisi e la modellazione da esso. Il blocco utilizzato in Aspen la turbina della libreria *Pressure Changers* in cui sono state definite le condizioni di ingresso in modo coerente con la natura e le caratteristiche di ciascun fluido. La potenza erogata dall'espansore è stata fissata a 15 kW, mentre i rendimenti isoentropico e meccanico sono stati assunti rispettivamente pari a 0,90 e 0,98 per tutti e tre gli impianti considerati. Per ogni fluido è stata condotta un'analisi di sensibilità utilizzando il *sensitivity tool di Aspen* che permette di ottenere i valori di pressione di uscita turbina al variare della portata del fluido di lavoro in modo da valutarne il valore ottimale. L'obiettivo è stato quello di sfruttare al massimo il salto entalpico, mantenendo tuttavia una pressione di scarico leggermente superiore a quella atmosferica, in modo da prevenire infiltrazioni di aria esterna nel circuito.

L'MDM ha una temperatura critica di 291°C. In letteratura sono presenti studi riguardo fenomeni di instabilità termica al di sopra di 250°C, pertanto, si è scelto di fissare le condizioni di ingresso turbina sulla curva limite superiore a tale temperatura, a cui corrisponde una pressione di 7.72 bar. Dall'analisi di sensibilità risulta una portata ottimale di 0.58 kg/s a cui corrisponde una pressione di uscita di 1.14 bar.

Per quanto riguarda il Ciclopentano, si è scelto di fissare le condizioni di ingresso turbina pari a 200°C a cui corrisponde una pressione di 26.53 bar. È stata eseguita nuovamente un'analisi di sensibilità per determinare la portata ottimale di fluido risultata pari a 0.13 kg/s a cui corrisponde una pressione di uscita di 1.22 bar.

Per il ciclo con Toluene si è fissata una temperatura in ingresso turbina di 300°C a cui corrisponde una pressione di 31.6 bar. La portata di fluido stabilita è pari a 0.135 kg/s a cui corrisponde una pressione di uscita turbina di 1.25 bar.

La tabella successiva riassume le condizioni operative degli espansori di ciascun fluido:

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
Pressione in ingresso $P_{in,t}$	7.72 bar	26.53 bar	31.6 bar
Pressione in uscita $P_{out,t}$	1.14 bar	3,52 bar	1.25 bar
Temperatura in ingresso $T_{in,t}$	250°C	200°C	300°C

<b>Temperatura uscita <math>T_{out,t}</math></b>	225°C	130°C	198°C
<b>Rendimento isoentropico <math>\eta_{is}</math></b>	0.9	0.9	0.9
<b>Rendimento meccanico <math>\eta_m</math></b>	0.98	0.98	0.98
<b>Potenza in uscita <math>W_{out}</math></b>	15 kW	15 kW	15 kW
<b>Portata <math>\dot{m}_{WF}</math></b>	0.58 kg/s	0.2 kg/s	0.135 kg/s

Tabella 1: Condizioni di ingresso e uscita e rendimenti espansore

Di seguito vengono riportate le analisi di sensitività per i tre fluidi:

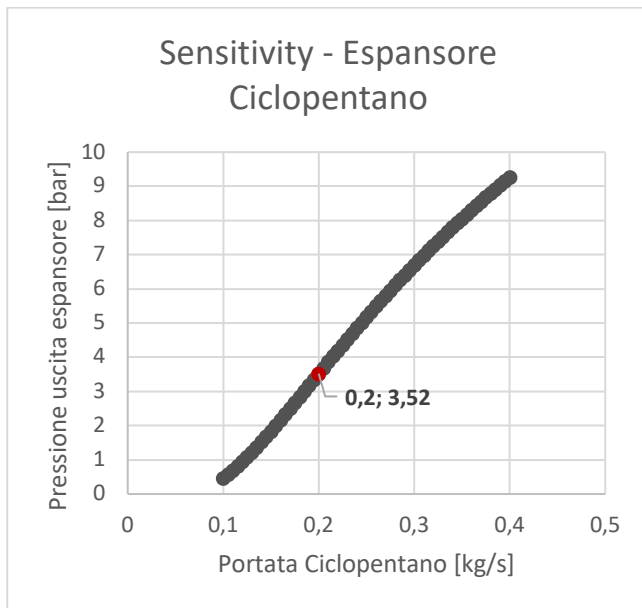


Figura 19: Analisi di sensitività - Espansore Ciclopentano

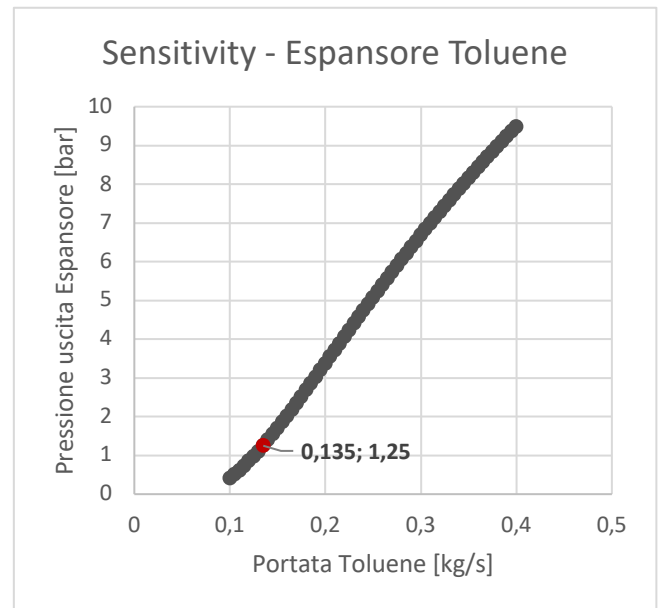


Figura 20: Analisi di sensitività - Espansore Toluene

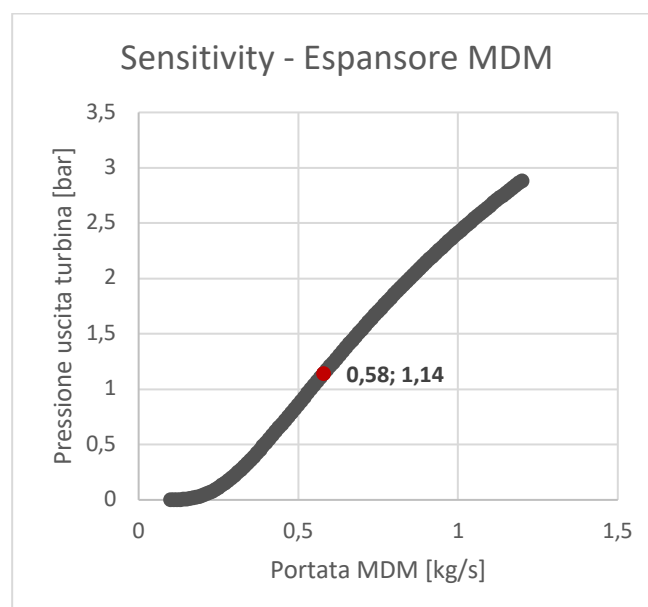


Figura 19: Analisi di sensitività - Espansore MDM



## 5.3. Condensatore

Il condensatore è il componente del ciclo adibito a riportare il fluido caldo, ossia il flusso di lavoro, in fase liquida e all'estrazione di potenza termica da esso. È realizzato come uno scambiatore di calore a controcorrente, in cui il fluido freddo è costituito da acqua, destinata a soddisfare un'eventuale domanda termica esterna. Il blocco utilizzato in Aspen è un *HeatX* della libreria *Exchangers*. Le condizioni di ingresso del fluido caldo coincidono con quelle di uscita dall'espansore analizzate nel paragrafo precedente, mentre si assume un processo di raffreddamento a pressione costante. Per quanto riguarda il fluido freddo, esso opera a pressione atmosferica, con temperature di ingresso e di uscita definite in accordo con i valori tipici di ritorno e mandata di un impianto di riscaldamento rispettivamente pari a 75°C e 45°C.

È stata condotta un'analisi di sensitività sulla variazione della temperatura di uscita dell'acqua al variare della portata, al fine di individuare il valore di portata che garantisca il rispetto del salto termico imposto.

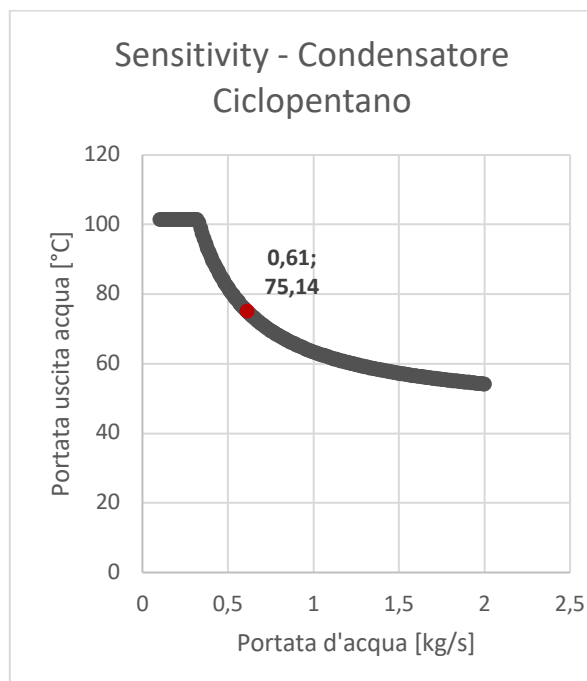


Figura 20: Analisi di sensitività - Condensatore Ciclopentano

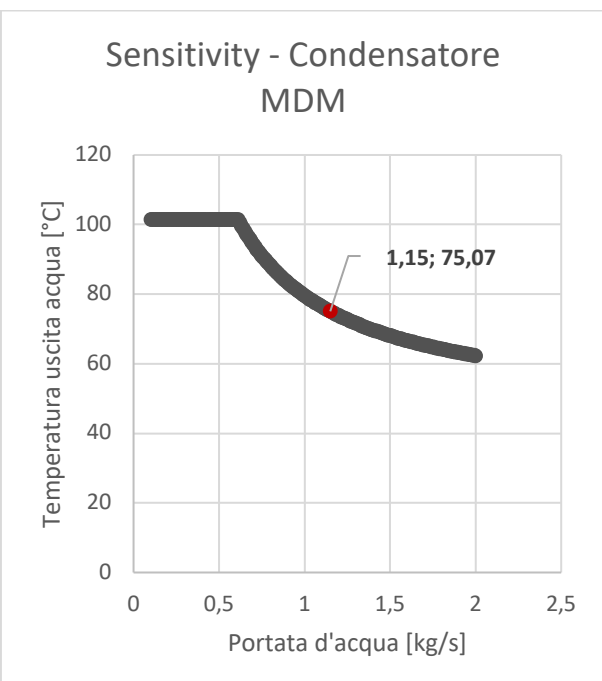


Figura 21: Analisi di sensitività - Condensatore MDM

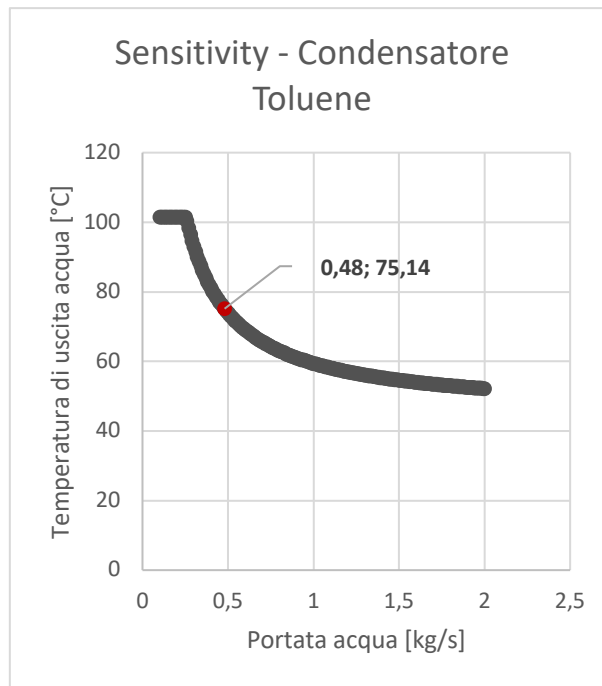


Figura 22: Analisi di sensitività - Condensatore Toluene

Di seguito è riportata la tabella che riporta i valori di temperatura del fluido caldo in uscita dal condensatore, la portata d'acqua selezionata e la potenza termica scambiata al condensatore:

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
$T_{caldo,out}$	156°C	93°C	120°C
$\dot{m}_{H_2O}$	1.15 kg/s	0.61 kg/s	0.48 kg/s
$Q_{cond}$	157 kW	82.6 kW	65 kW

Tabella 2: Temperatura di uscita fluido caldo, portata d'acqua e potenza termica scambiata al condensatore

Vengono riportati i grafici Temperatura - Potenza termica:

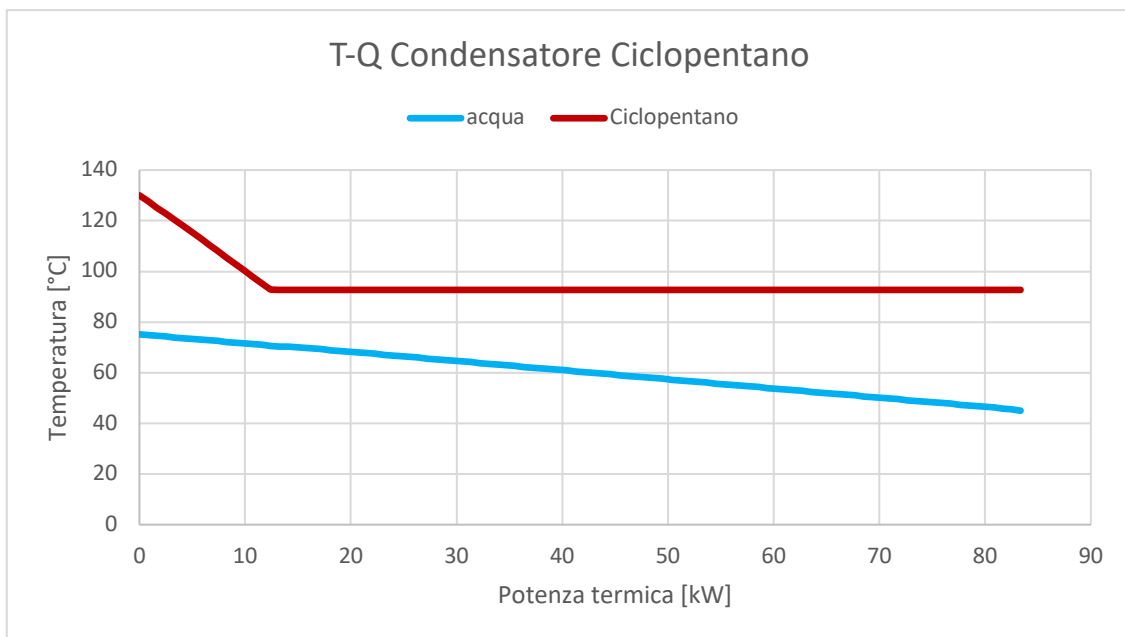


Figura 23: Diagramma T-Q Condensatore Ciclopentano

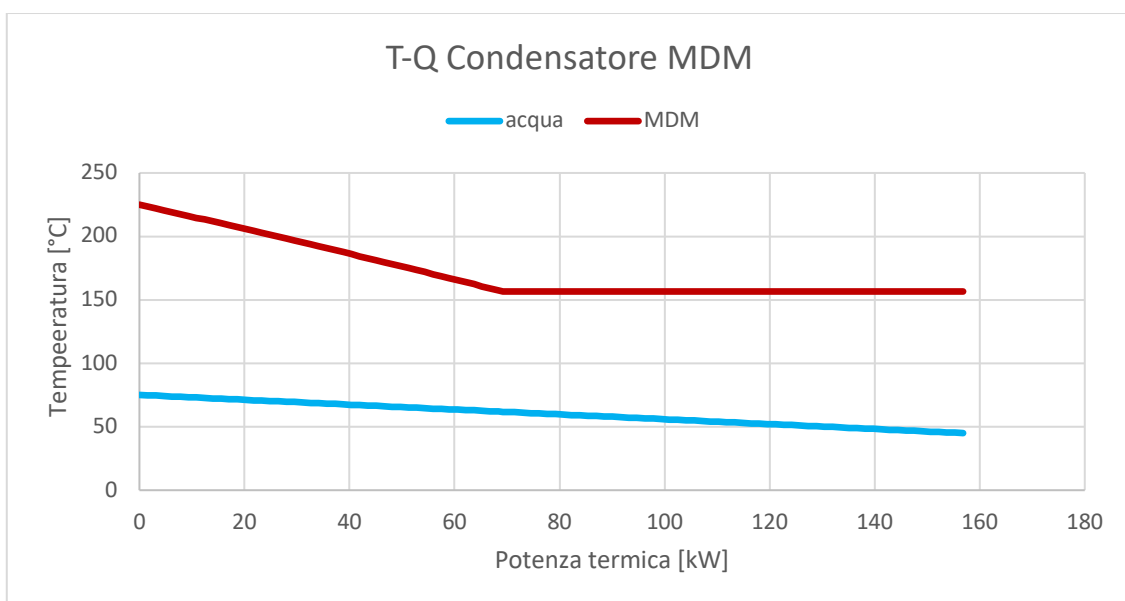


Figura 24: Diagramma T-Q Condensatore MDM

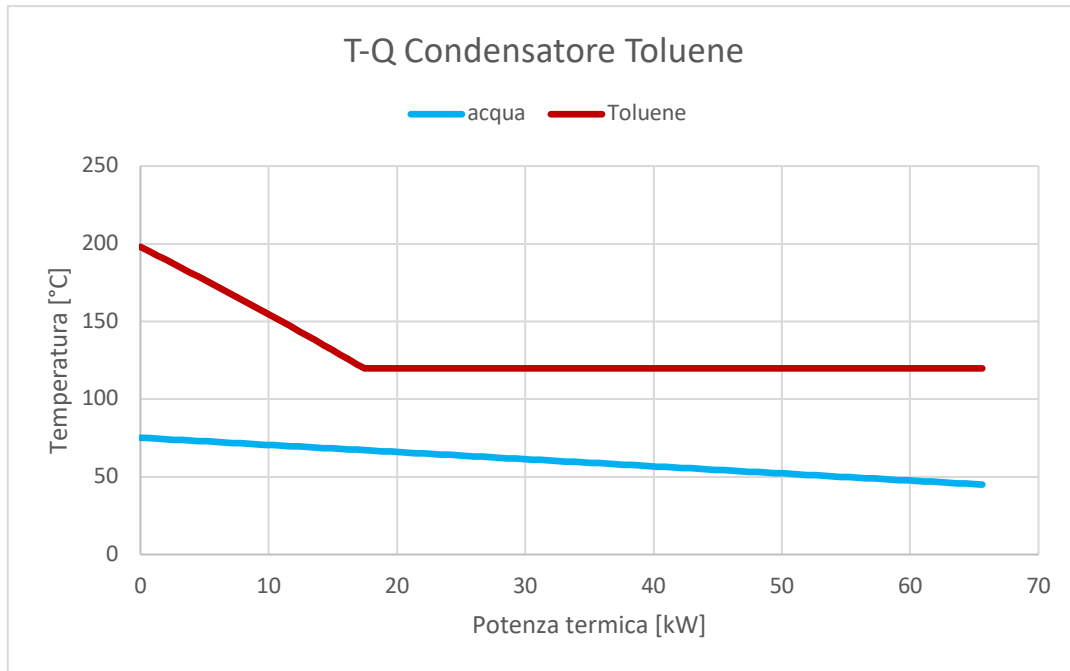


Figura 25: Diagramma T-Q Condensatore Toluene

## 5.4. Pompa

Dopo la condensazione, il fluido di lavoro viene compresso nella pompa fino al valore di pressione di ingresso turbina. Si osserva anche un leggero aumento di temperatura dovuto alle irreversibilità della pompa. Il blocco utilizzato in Aspen è *Pump* della libreria *Pressure Changers*. Il rendimento isoentropico di tale componente viene assunto pari a 0.9. Le condizioni di ingresso coincidono con quelle di uscita dal condensatore.

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
$P_{pump,in}$	1.14 bar	3,52 bar	1.25 bar
$P_{pump,out}$	7.72 bar	26.53 bar	31.6 bar
$T_{pump,in}$	156°C	93°C	120°C
$T_{pump,out}$	156.5°C	94.5°C	121°C
$\eta_{is,pump}$	0.9	0.9	0.9
$W_p$	0.63 kW	0.76 kW	0.61 kW

Tabella 3: condizioni di ingresso e uscita pompa, rendimento e potenza assorbita

## 5.5. Evaporatore

L'evaporatore rappresenta l'elemento principale del sistema che collega il ciclo Rankine organico alla fonte di calore, ossia, il concentratore solare. Il blocco utilizzato in Aspen è un *HeatX* della libreria *Exchangers*. Si tratta di uno scambiatore di calore attraversato da due flussi in controcorrente, analogamente al condensatore: un fluido caldo e uno freddo. Entrambi i fluidi non subiscono variazione di pressione durante lo scambio termico. Il fluido caldo, in questo caso, è rappresentato dall'olio diatermico Dowtherm-A descritto nel paragrafo 4.4.4. ha il compito di portare a completa evaporazione il fluido di lavoro prima del suo ingresso in turbina.

È stata condotta un'analisi di sensitività sulla variazione della temperatura di uscita del fluido termovettore al variare della portata, al fine di individuare un valore di portata che garantisca un salto termico non superiore a 100°C.

Di seguito è riportata una tabella riassuntiva dei valori di ingresso e uscita dei due fluidi:

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
$T_{dowt,in}$	350°C	350°C	400°C
$T_{dowt,out}$	270°C	270°C	300°C
$T_{evap,in}$	157°C	94°C	121°C
$T_{evap,out}$	250°C	200°C	300°C
$\dot{m}_{dowt}$	1.1 kg/s	0.62 kg/s	0.38 kg/s
$P_{dow}$	1 bar	1 bar	1 bar
$Q_{evap}$	172 kW	97.17 kW	80.2 kW

Tabella 4: temperature di ingresso e uscita evaporatore, portata di fluido termovettore e potenza termica scambiata

Si osserva che il toluene è il fluido che necessita della minore potenza termica per evaporare, seguito dal ciclopentano e, infine, dall'MDM.

Di seguito sono riportati i grafici che mettono in relazione la portata di fluido termovettore e la sua temperatura di uscita dall'evaporatore.

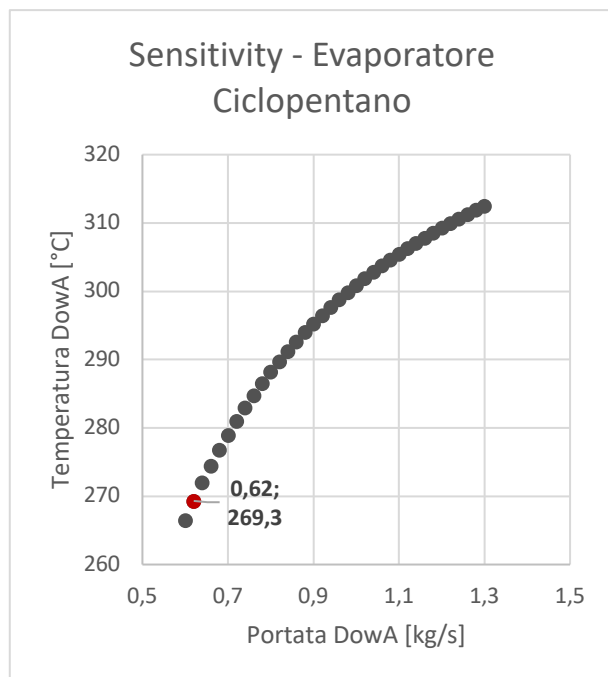


Figura 26: Analisi di sensitività: Evaporatore Ciclopentano

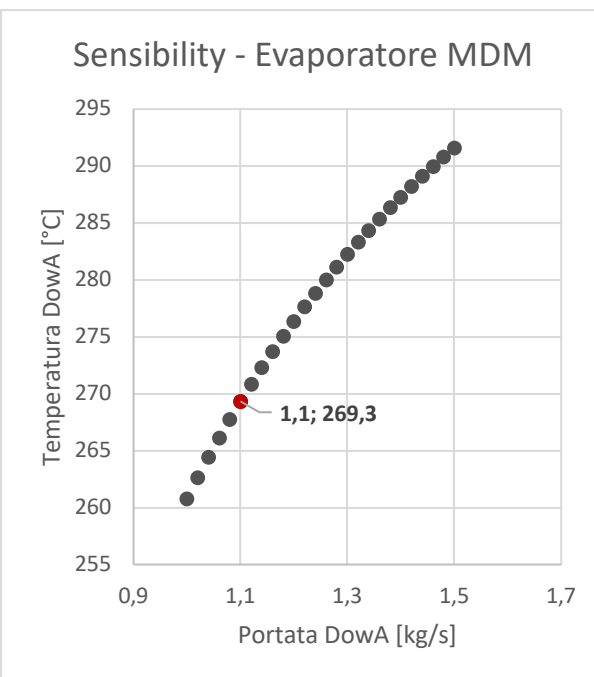


Figura 27: Analisi di sensitività: Evaporatore MDM

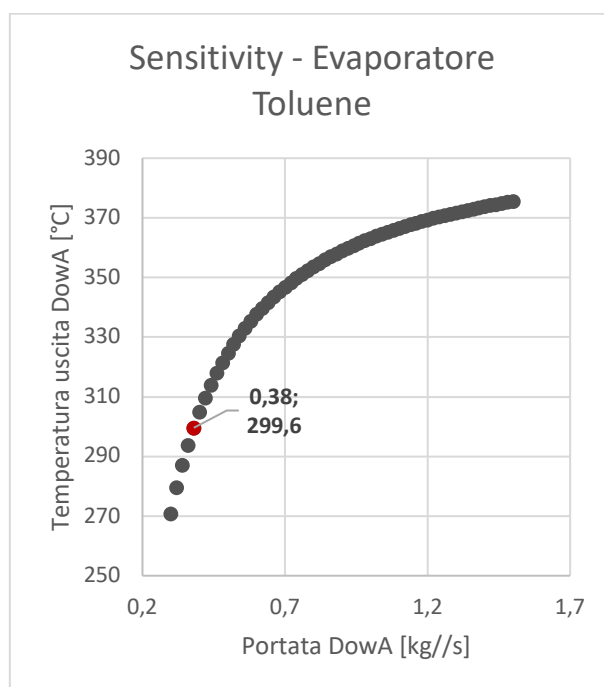


Figura 28: Analisi di sensitività: Evaporatore Toluene

Di seguito sono riportati i diagrammi T-Q dell'evaporatore. La minima distanza tra le due curve, detta *pinch point*, rappresenta un indicatore dell'efficienza dello scambio termico: più le curve risultano vicine, maggiore è l'efficienza, ma cresce anche la superficie di scambio necessaria. Nel caso in

esame, poiché si privilegia la semplicità dell'impianto, si è scelto di contenere il più possibile le dimensioni dello scambiatore.

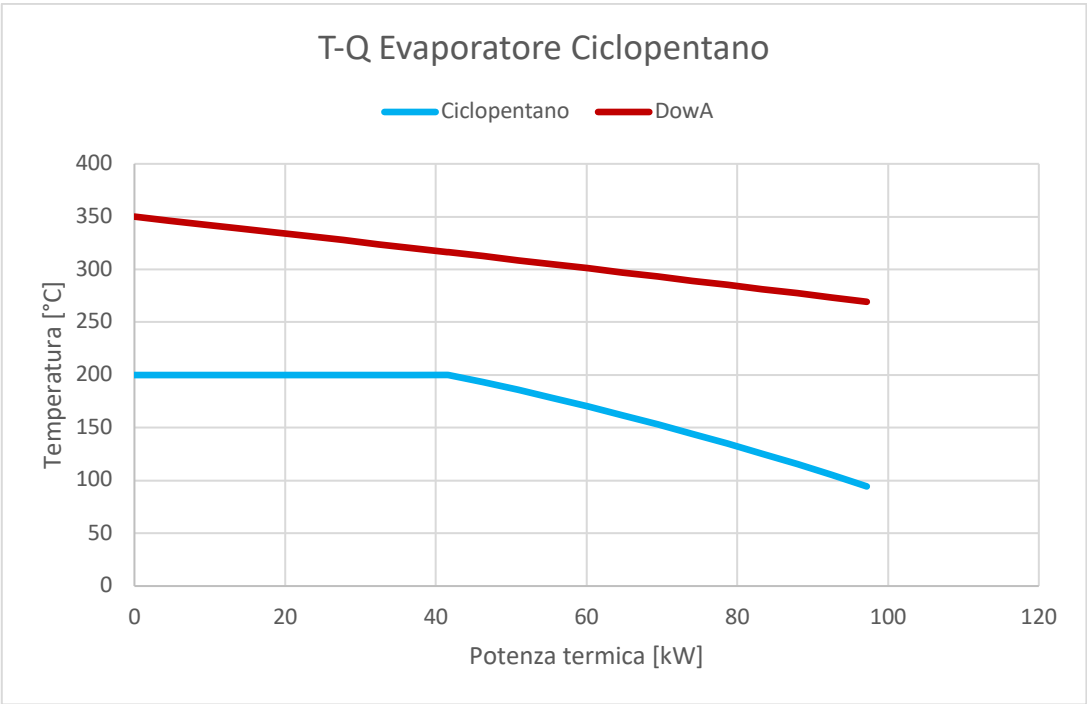


Figura 29: Diagramma T-Q Evaporatore Ciclopentano

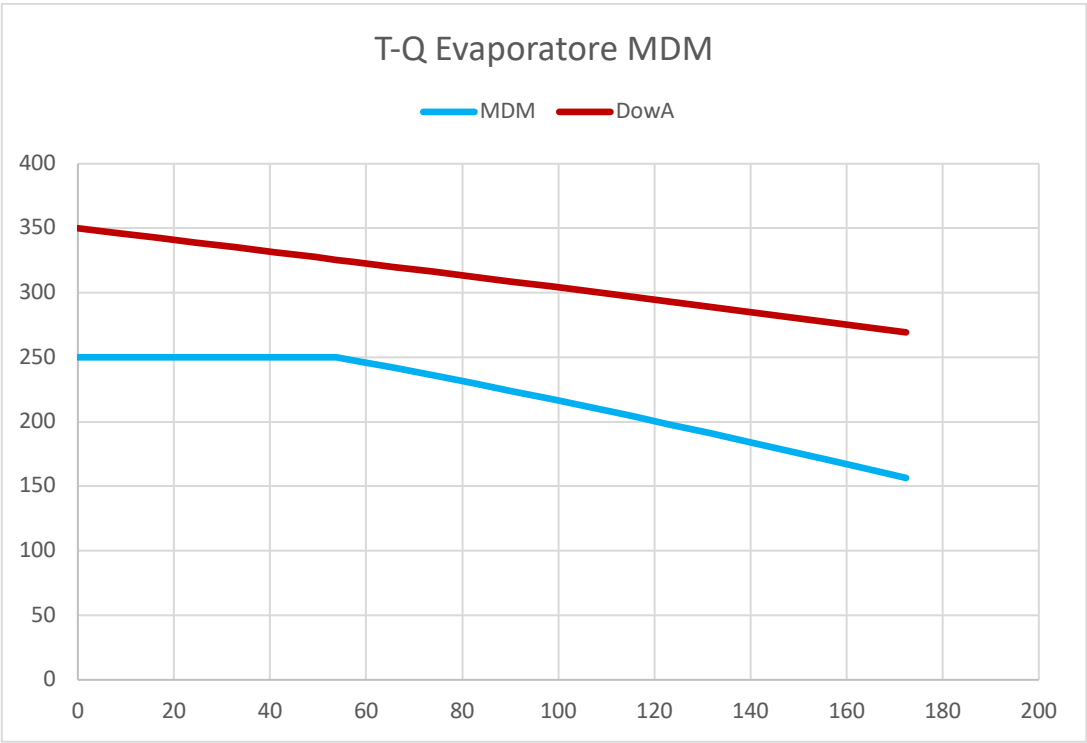


Figura 30: Diagramma T-Q Evaporatore MDM

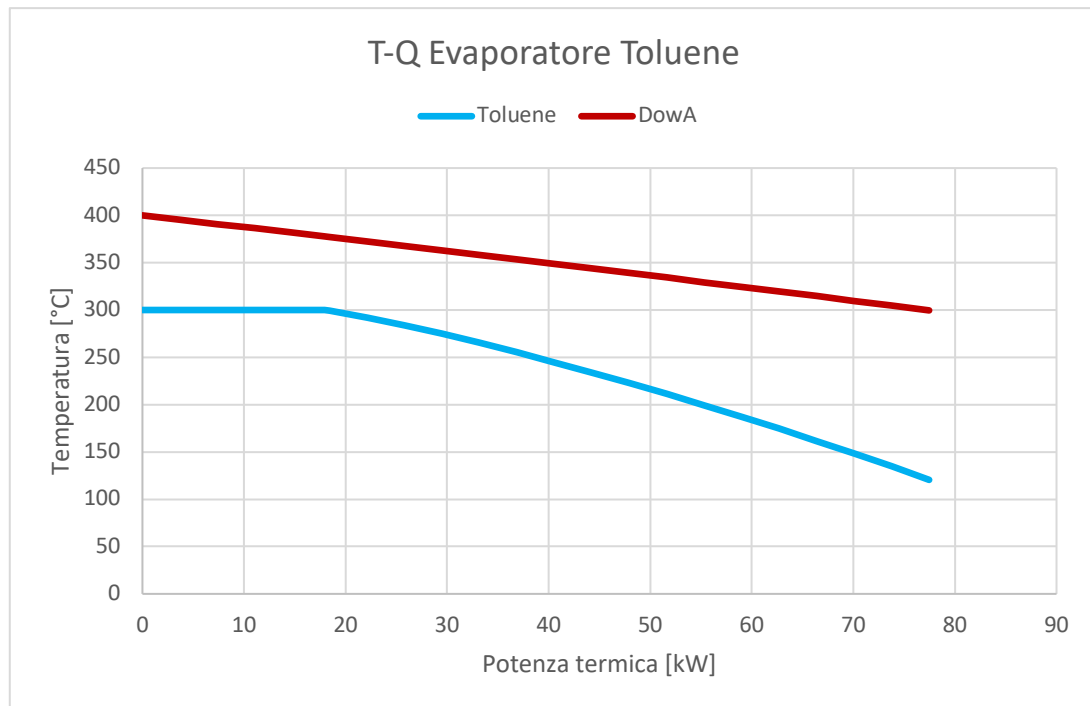


Figura 31: Diagramma T-Q Evaporatore Toluene

## 5.6. Ciclo completo

Dopo la modellazione e l'analisi dei singoli componenti, si è proceduto con la modellazione e la simulazione dell'intero ciclo termodinamico, valutandone le efficienze e confrontando i tre fluidi considerati. Come già spiegato in precedenza, i valori di entropia sulle ascisse dipendono dal sistema di riferimento utilizzato da Aspen Plus in ambiente di simulazione. Le diverse fasi del ciclo, come rappresentate nei grafici, sono riassunte di seguito:

- 1→2: fase di compressione del liquido. La variazione di temperatura è dovuta unicamente alle irreversibilità della pompa, che vengono considerate trascurabili.
- 2→3: fase di riscaldamento del liquido nell'evaporatore, durante la quale il fluido viene portato fino alla temperatura di ingresso in turbina.
- 3→4: fase di evaporazione isoterma, in cui il liquido viene portato alle condizioni di vapor saturo.
- 4→5: fase di espansione in turbina, in cui il fluido compie lavoro meccanico.



- 5→6: fase di raffreddamento, durante la quale il fluido passa dalle condizioni di uscita all'espansore a quelle di vapore saturo.
- 6→1: fase di condensazione, in cui il fluido ritorna allo stato liquido prima dell'ingresso in pompa.

### 5.6.1. MDM

Di seguito viene riportato il ciclo termodinamico rappresentato sul diagramma T-s del MDM, costruito con i risultati della simulazione ed il relativo impianto costruito su Aspen.

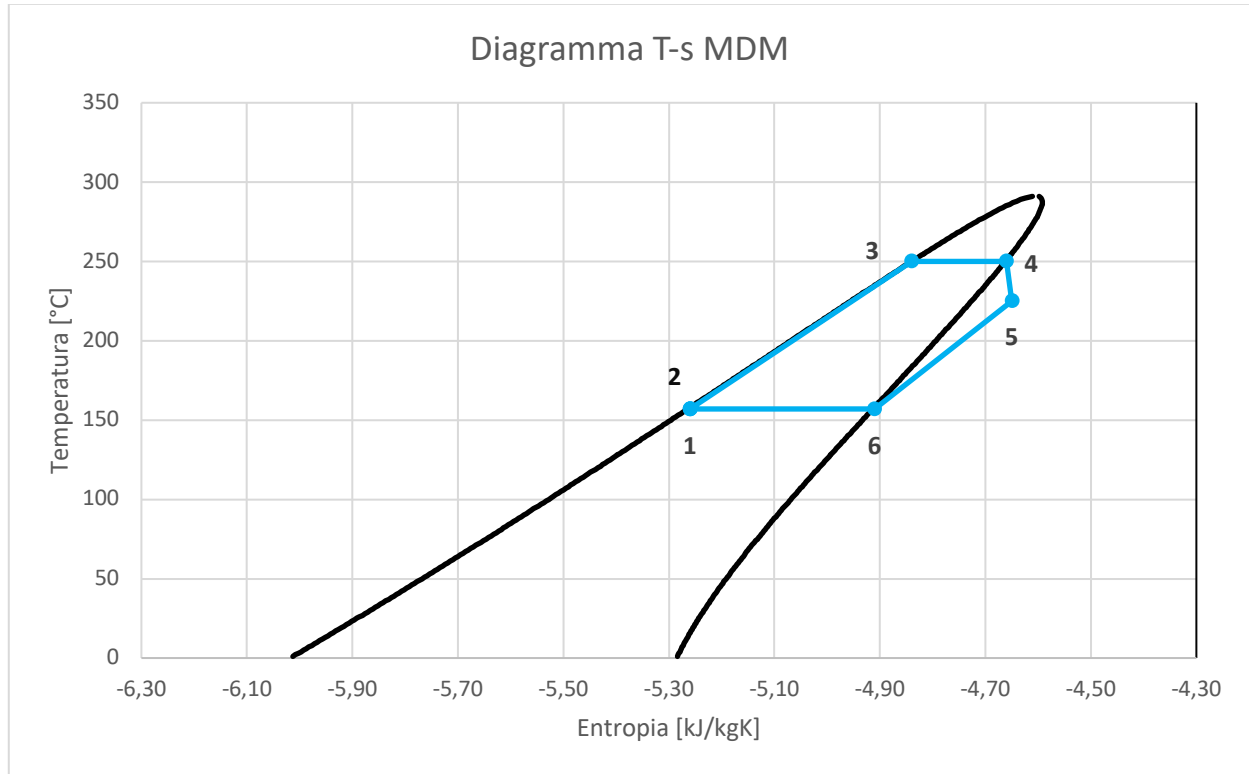


Figura 32: Ciclo termodinamico sul diagramma T-s con fluido di lavoro MDM

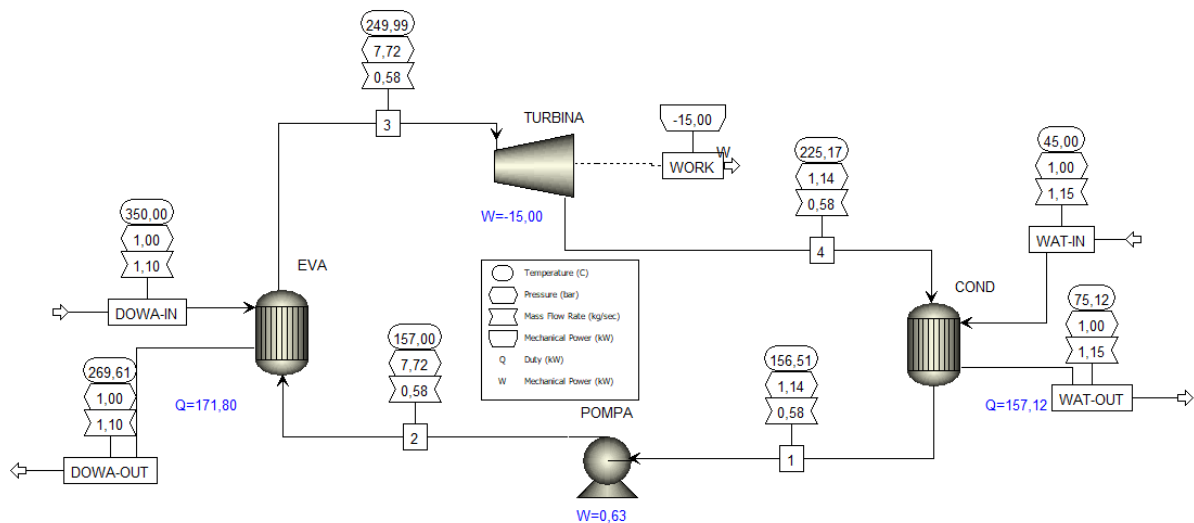


Figura 33: Modello del ciclo Rankine organico con fluido di lavoro MDM

### 5.6.2. Ciclopentano

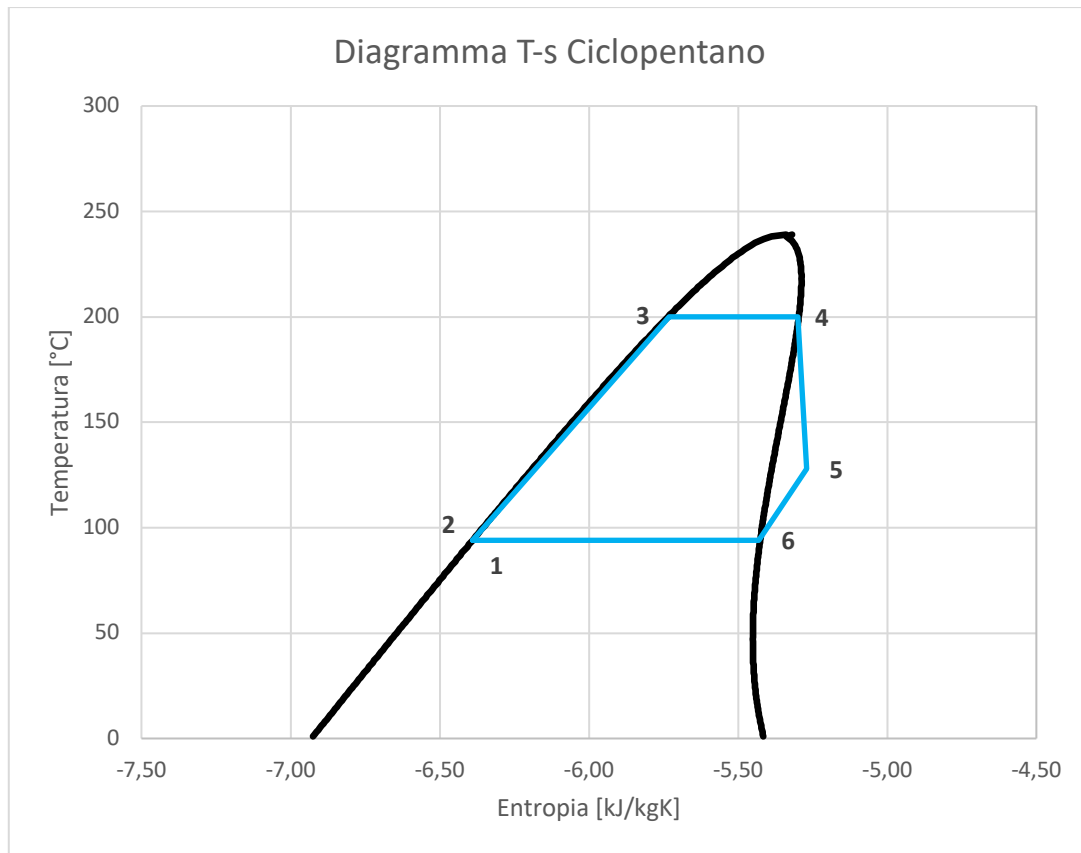


Figura 34: Ciclo termodinamico sul diagramma  $T$ - $s$  con fluido di lavoro Ciclopentano

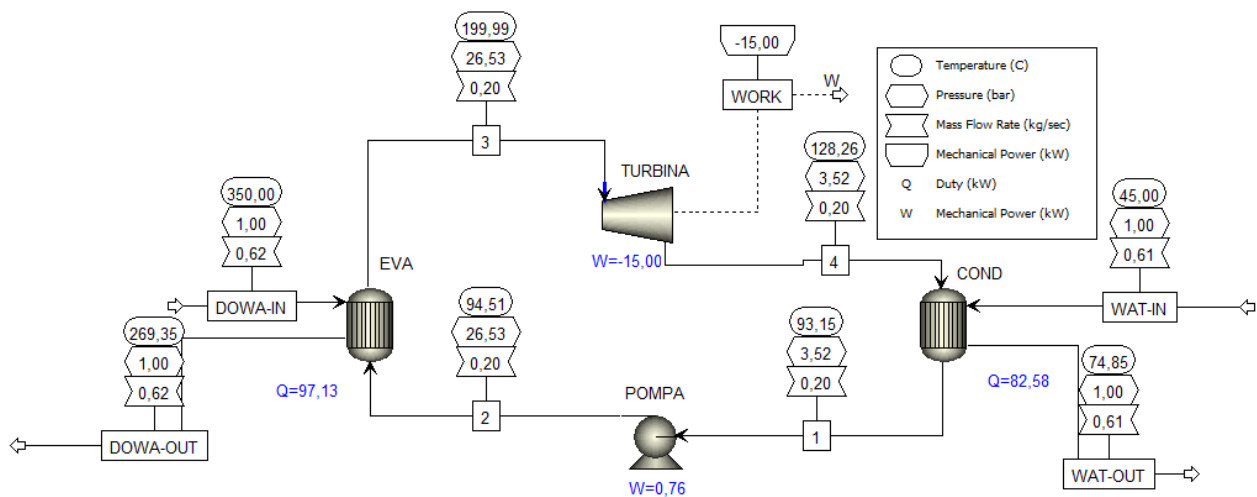


Figura 35: Modello del ciclo Rankine organico con fluido di lavoro Ciclopentano

### 5.6.3. Toluene

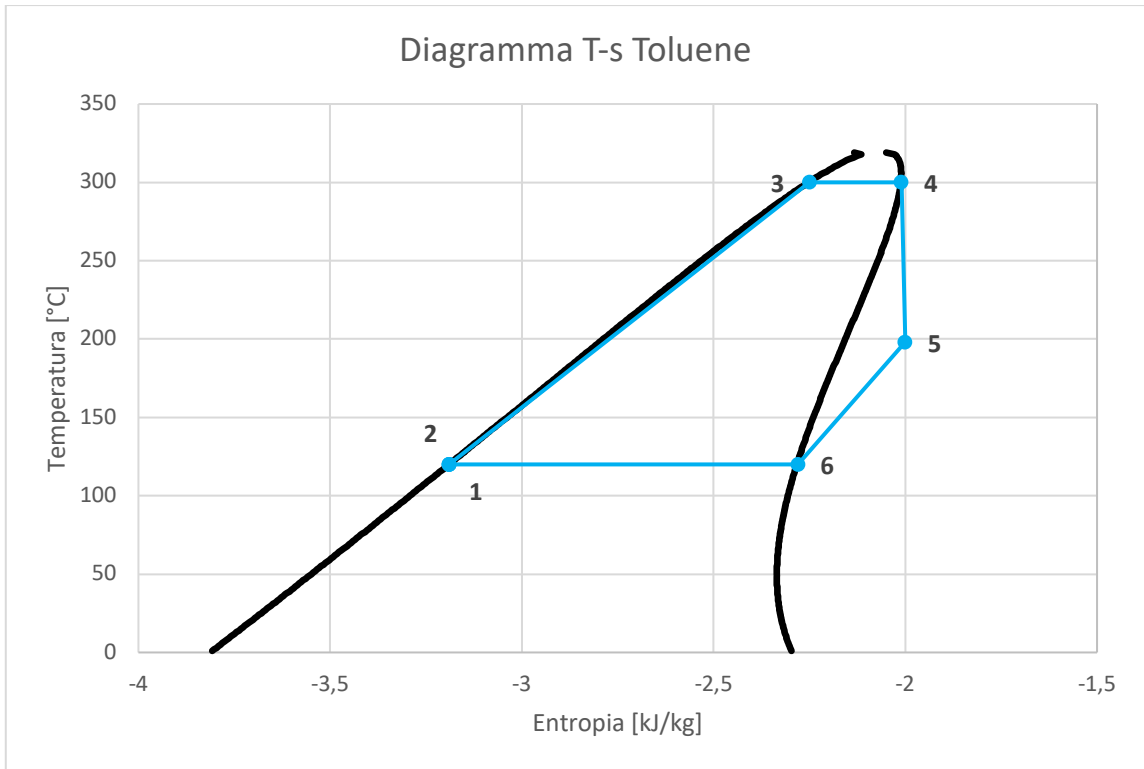


Figura 36: Ciclo termodinamico sul diagramma T-s con fluido di lavoro Toluene

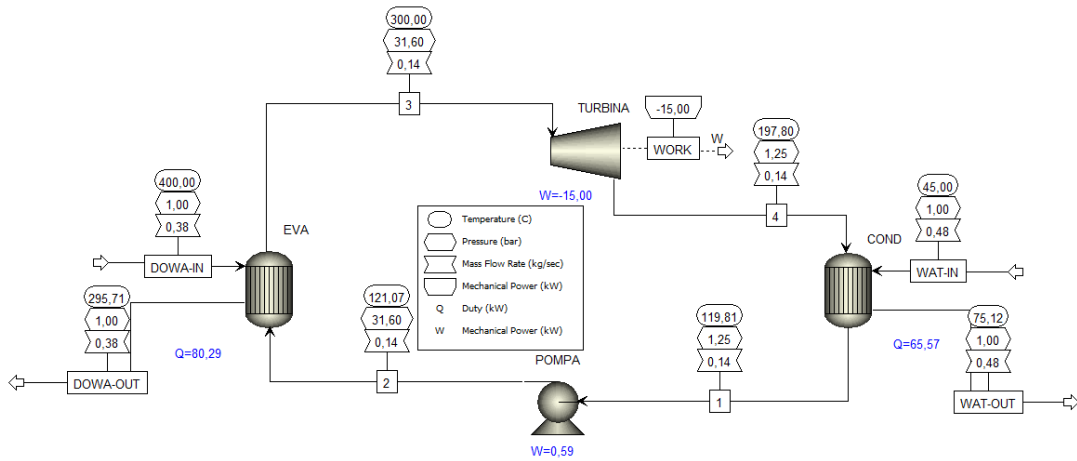


Figura 37: Modello del ciclo Rankine organico con fluido di lavoro Toluene

## 5.7. Modellazione del campo solare

Il sistema a concentrazione che dovrà alimentare il Ciclo Rankine Organico è basato sul concentratore solare presente sul tetto dell'Energy Center di Torino.



*Figura 38: Concentratore solare dell'Energy Center*

Si tratta di un paraboloide in alluminio rivestito da un film polimerico riflettente con elevata efficienza ottica. Inoltre, è dotato di un sistema di inseguimento solare automatico a due assi indipendenti (azimut ed elevazione) che calcola in tempo reale la direzione ottimale per massimizzare l'incidenza. Il paraboloide ha una superficie captante di  $4,5 \text{ m}^2$  con rendimento ottico dell'80%.

Il paraboloide da solo non è sufficiente ad alimentare il ciclo Organico precedentemente dimensionato per produrre una potenza di 15 kW, pertanto, è necessario determinare il numero di concentratori necessari attraverso il calcolo della radiazione normale diretta media stagionale.

Il fluido termovettore utilizzato è il Dowtherm-A il quale ha il compito di ricevere energia sotto forma di calore dal paraboloide e trasferirla al fluido di lavoro. Il ciclo Rankine può funzionare secondo le condizioni di progetto soltanto quando il fluido termovettore raggiunge la temperatura prevista. Ciò avverrà esclusivamente nei momenti della giornata in cui il fuoco del paraboloide raggiunge una temperatura pari o superiore al valore stabilito.

I valori di temperatura raggiunti sul fuoco del paraboloide sono stati ricavati a partire dai valori medi stagionali di irradianza riferiti al 2019 che, mediante un'analisi precedentemente fatta mediante il software COMSOL (21), hanno permesso di determinare le curve giornaliere di temperatura per le diverse stagioni con periodicità al quarto d'ora.

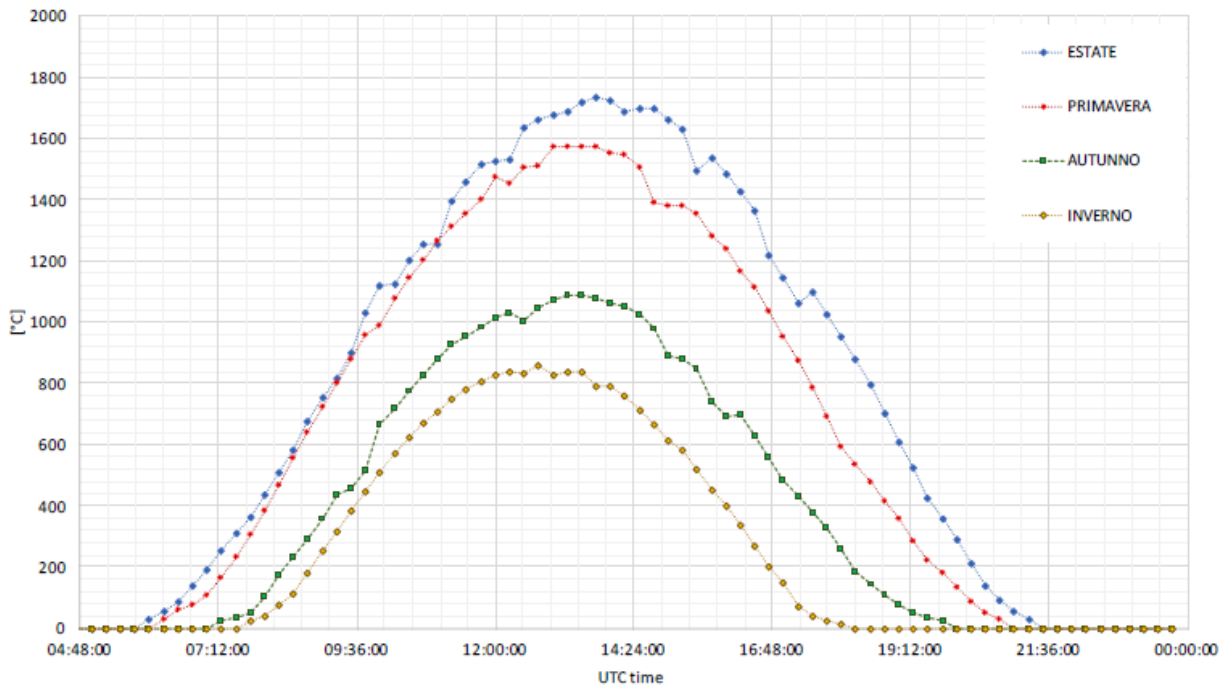


Figura 39: Valori medi stagionali di temperatura raggiunti sul fuoco del ricevitore

Dall'intersezione delle curve di temperatura con le temperature minime richieste dai 3 impianti per funzionare si ricavano le ore giornaliere in cui il ciclo ORC può essere alimentato nelle diverse stagioni.

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
<b>Temperatura di ingresso Dowtherm-A [°C]</b>	350	300	400
<b>Primavera</b>	7:55-19:00	7:45-19:15	08:05-18:45
<b>Estate</b>	7:40-19:45	7:30-20:00	07:55-19:35
<b>Autunno</b>	9:00-17:40	8:45-17:50	9:10-17:20
<b>Inverno</b>	9:20-16:10	9:10-16:25	9:35-16:00

Tabella 5: Orario medio di funzionamento del ciclo per tutte le stagioni con i diversi fluidi di lavoro

Dopo aver determinato il numero medio di ore giornaliere di funzionamento in base alla stagione, è stato possibile ricavare i valori della DNI (radiazione normale diretta) media stagionale, definita come l'energia che incide su una superficie di inseguimento perpendicolare ai raggi. Per ottenere tali

informazioni sono stati utilizzati dati meteorologici relativi al 2019 forniti da una stazione situata nei pressi dell'Energy Center. I dati di radiazione diretta sono stati mediati su intervalli di 15 minuti e per ciascuna stagione, sono stati selezionati dei giorni modello caratterizzati da una condizione climatica particolarmente favorevole. A causa della scarsità dei dati relativi al 2019, è stato utilizzato il 14 Dicembre come giorno rappresentativo della stagione invernale.

	Giorno Rappresentativo	DNI [W/m <sup>2</sup> ]		
		MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
<b>Primavera</b>	30-mag	857,86	852,87	861,06
<b>Estate</b>	29-lug	786,1	778,81	796,47
<b>Autunno</b>	04-nov	605,46	578,19	610,39
<b>Inverno</b>	14-dic	701,17	685,92	718,3

Tabella 6: Valori di radiazione normale diretta (DNI) per un giorno di sole preso come riferimento

Per ottenere il valore medio annuale di DNI è necessario pesare i valori medi stagionali sul tempo di funzionamento stagionale ricavato dalla tabella sopra. L'anno 2019 è stato caratterizzato da 93 giorni di Primavera, 94 giorni di Estate, 90 giorni di Autunno, 89 giorni di Inverno.

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
	Minuti per stagione		
<b>Primavera</b>	61845	69750	60915
<b>Estate</b>	67425	76140	61100
<b>Autunno</b>	46800	49050	45450
<b>Inverno</b>	36490	38715	35155

Tabella 7: Minuti di funzionamento giornalieri e stagionali per i 3 fluidi

È possibile inoltre ricavare il capacity factor di ogni impianto:

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
<b>capacity factor cp</b>	0,404	0,445	0,386
<b>DNI annua [W/m<sup>2</sup>]</b>	752,63	743,41	760,59

Tabella 8: Radiazione normale diretta (DNI) media in un anno per le ore di funzionamento dell'impianto e capacity factor

A questo punto è possibile ricavare il numero di concentratori necessario al funzionamento dei 3 impianti rapportando quanta potenza può essere prodotta da un singolo concentratore e la potenza richiesta all'evaporatore.

Per il calcolo della potenza prodotta da un singolo disco si tiene conto dell'efficienza ottica pari all'80% e l'area del paraboloide pari a 4,5 m<sup>2</sup>. La potenza prodotta da un singolo collettore è:

$$Q_{CSP} = DNI_{annua} * 0.8 * Area_{disco} \quad (31) \quad (1)$$

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
<b>Potenza prodotta da un singolo concentratore <math>Q_{CSP}</math> [kW]</b>	2,71	2,68	2,74
<b>potenza richiesta all'evaporatore <math>Q_{evap}</math> [kW]</b>	171,8	97,13	80,29
<b>n. di concentratori</b>	64	37	30

Tabella 9: potenza richiesta da all'evaporatore, potenza fornita da un singolo concentratore e numero di concentratori necessari

## 5.8. Calcolo dei rendimenti e considerazioni

Il caso studio riguarda il dimensionamento di un ciclo Rankine organico alimentato da un concentratore solare e preposto alla cogenerazione ossia produzione simultanea di potenza elettrica e potenza termica, pertanto, è necessario distinguere il rendimento elettrico, riferito alla sola produzione elettrica, e il rendimento complessivo, riferito sia alla produzione elettrica che termica.

Nel calcolo del rendimento si tiene conto sia del rendimento meccanico dell'espansore, pari a 98% in tutti e 3 i casi, sia della potenza assorbita dalla pompa.

Il rendimento elettrico del ciclo per la sola produzione elettrica è calcolato con il rapporto tra l'energia elettrica netta prodotta e l'energia fornita dal campo solare:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el,t} - W_p}{DNI * N^{\circ}collettori * A_{disco}} \quad (2)$$

Il rendimento dell'impianto per la cogenerazione è calcolato tenendo conto sia della produzione termica che di quella elettrica:



$$\eta_{coge} = \frac{P_{el,t} + Q_{cond} - W_p}{DNI * N^{\circ}collettori * A_{disco}} \quad (3)$$

	MDM	CICLOPENTANO	TOLUENE
$\eta_{el}$	6,49	11,26	13,74
$\eta_{coge}$	78,98	77,98	77,6

Tabella 10: Rendimento elettrico e di cogenerazione nei 3 impianti

Le ipotesi alla base di questi risultati sono molto importanti e vanno considerate. Per l'analisi della radiazione in questo studio sono stati utilizzati i valori medi di radiazione relativi a giornate a giornate tipo di ciascuna stagione. Ciò presuppone un andamento costante delle prestazioni durante l'anno. La produzione è stata fissata a un valore costante per tutto l'anno, pertanto, il ciclo opererebbe con un'efficienza maggiore nei periodi in cui la radiazione diretta è minore. Questo perché una potenza in ingresso più bassa produrrebbe la stessa quantità di energia elettrica. Tuttavia, tale comportamento è possibile solo nel caso studio considerato. Inoltre, è bene tenere in considerazione che la potenza elettrica in uscita è stata considerata costante senza tener conto del fatto che le effettive ore operative del sistema sono ridotte a causa di condizioni meteorologiche sfavorevoli.

L'altro fattore su cui fare delle considerazioni è l'area del campo solare. In questo caso, è stato utilizzato il prodotto tra l'area di un singolo collettore parabolico e il numero di collettori precedentemente calcolati. Dato che il numero di collettori necessario è stato arrotondato per eccesso, moltiplicare tale valore per l'area di un singolo collettore parabolico produrrà inevitabilmente un sovradimensionamento dell'area necessaria per il campo solare, andando a ridurre il valore dell'efficienza.

Altre considerazioni riguardano il capacity factor precedentemente calcolato. Il capacity factor di un impianto è un indice che misura quanto un impianto di produzione di energia viene effettivamente utilizzato rispetto al suo potenziale massimo teorico ossia 8760 ore. I 3 impianti presentano un capacity factor che va da 38% a 45% che, oltre a non essere dei valori eccezionali, occorre considerare come un valore sovrastimato dalle ipotesi fatte. Infatti, come già descritto, sono stati utilizzati come giorni campione per ogni stagione, quelli con condizioni meteo favorevoli. Come brevemente descritto nel capitolo 3, implementare un sistema di accumulo termico consentirebbe di

immagazzinare tutta l'energia in surplus presente nelle ore centrali della giornata. Ciò consentirebbe un'estensione delle fasce orarie in cui il ciclo opera a pieno regime, con conseguente aumento del capacity factor.

Nelle stagioni più fredde, il fabbisogno energetico si concentra soprattutto nelle ore mattutine e serali, quando sono in funzione i sistemi di riscaldamento residenziale. In tali periodi, risulta quindi conveniente prevedere un sistema di accumulo dell'acqua calda in uscita dal condensatore. Al contrario, durante i mesi estivi, quando non vi è necessità di riscaldamento, la domanda energetica si manifesta prevalentemente nelle ore centrali della giornata, coincidente con quelle operative dell'impianto; in questo caso, l'energia può essere impiegata direttamente per la produzione di raffrescamento.

## 6. Valutazione della scalabilità del sistema

Un ulteriore aspetto da considerare riguarda la quantità di concentratori solari necessari per garantire l'alimentazione dell'impianto. Nel caso più favorevole, rappresentato dall'impiego del Toluene come fluido di lavoro, per ottenere una potenza in uscita pari a 15 kW da un ciclo Rankine organico sono richiesti ben 30 concentratori. Questo dato mette in evidenza come il numero di unità necessarie possa incidere in modo significativo sia sui costi complessivi dell'impianto sia sull'ingombro fisico dell'installazione. Per comprendere meglio la relazione tra la potenza prodotta e il numero di concentratori impiegati, è opportuno condurre un'analisi di sensibilità aggiuntiva, modellando cicli di scala inferiore, in particolare, sono stati modellati cicli con potenza uscente di 1 kW, 5 kW, e 10 kW utilizzando il Toluene come fluido di lavoro.

Le simulazioni sono state effettuate seguendo i passaggi descritti nei capitoli precedenti.

La tabella seguente riassume i risultati ottenuti:

	Toluene 1 kW	Toluene 5 kW	Toluene 10 kW	Toluene 15 kW
$W_t$ [kW]	1	5	10	15
$P_{el}$ [kW]	0,98	4,9	9,8	14,7
$W_p$ [kW]	0,04	0,22	0,44	0,59

$Q_{evap} [kW]$	5,71	28,54	57,07	80,29
$Q_{cond} [kW]$	4,73	23,65	47,31	65,57
DNIannua	760,59	760,59	760,59	760,59
$Q_{csp} [kW]$	2,74	2,74	2,74	2,74
Numero di concentratori	3	11	21	30
$\eta_{el}$	<b>0,092</b>	<b>0,124</b>	<b>0,130</b>	<b>0,137</b>
$\eta_{coge}$	<b>0,552</b>	<b>0,752</b>	<b>0,788</b>	<b>0,776</b>

Tabella 11: prestazioni del ORC con Toluene per diverse taglie dell'impianto

Il numero di concentratori risulta direttamente proporzionale alla potenza richiesta dal sistema, aumentando progressivamente al crescere della taglia dell'impianto. Osservando i rendimenti, si nota che l'efficienza elettrica cresce lievemente passando da 9,2% a 13,7% indicando un miglioramento delle prestazioni ai carichi più elevati, probabilmente dovuto ad una rilevanza minore delle perdite relative al circuito. Il rendimento cogenerativo invece, resta circa costante per le grandi taglie, mentre è più basso per l'impianto da un kW.

## 7. Analisi economica

### 7.1. NETL

La metodologia utilizzata per l'analisi si basa su quella impiegata dal NETL (National Energy Technology Laboratory) del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti, che fornisce linee guida specifiche per gli impianti di produzione e può essere applicata anche a vari tipi di impianti di generazione. La metodologia di stima dei costi introduce livelli specifici di costi in conto capitale sui quali il NETL valuta i diversi impianti di produzione. L'utilizzo di questi standard consente di confrontare diverse tecnologie impiantistiche secondo criteri comuni.

1. BEC (Bare Erected Cost): considera le spese relative ai componenti dell'impianto, alle strutture e alle infrastrutture di supporto dell'impianto, nonché la manodopera diretta e indiretta necessaria per la costruzione e l'installazione.;
2. EPCC (engineering, procurement and cost capital): è costituito dal BEC sommato alle spese per i servizi di ingegneria, approvvigionamento e costituzione (EPC). I servizi EPC includono la progettazione al dettaglio, le autorizzazioni per l'appaltatore e i costi di gestione del progetto e della costruzione. È un costo espresso in valuta costante;

3. TPC (Total Plant Cost): comprende l'EPCC più le contingenze di progetto e di processo. È un costo espresso in valuta costante;
4. TOC (Total Overnight Cost): include il TPC più tutti gli altri costi "overnight", comprese le spese del proprietario. È un costo espresso in valuta costante;
5. TASC (Total As-Spent Capital): rappresenta la somma di tutte le spese in conto capitale sostenute durante il periodo di investimento, comprese le rivalutazioni e gli interessi maturati durante la costruzione.

I primi quattro sono costi "overnight", cioè considerano l'impianto come se fosse progettato e costruito dall'oggi al domani, senza quindi tenere conto dell' tasso di sconto o inflazione. (22)

### 7.1.1 BEC

Il BEC è costituito dalla somma dei componenti dell'impianto. In questo caso studio è stata scelta la "Module Costing Technique" che è una metodologia che permette di stimare il costo base d'acquisto di un componente utilizzando l'approccio proposto nel testo Turton ma originariamente introdotto da Guthrie nel 1970. Tutti i dati riportati nel testo derivano da indagini sulla produzione di componenti condotte tra maggio e settembre 2001. Per legare queste informazioni ai valori attuali si utilizza l'indice CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) conoscendo il valore dell'indice per il 2001, pari a 394, e quello attuale, pari a 797. Il CEPCI è un indice di riferimento utilizzato per stimare rapidamente i costi delle apparecchiature di un impianto destinato a processi chimici e industriali. Il costo dei componenti dell'impianto dipende dai parametri operativi a cui il componente è sottoposto e dai materiali di cui è composto. Le funzioni di costo utilizzate incorporano parametri che tengono conto sia dei materiali di costruzione sia dei parametri operativi, come la pressione di esercizio o altre condizioni specifiche del componente in esame. Per componenti come pompa, evaporatore e condensatore, la funzione di costo è la seguente:

$$C_{BEC} = C_P^0 * (B1 + B2 * F_M * F_P) \quad (4)$$

Dove:

- $C_P$  è il costo d'acquisto del componente in condizioni di riferimento;
- $B1$  e  $B2$  sono costanti tabellate in funzione del tipo di componente;

- FM è una costante tabellata funzione del materiale e della temperatura operativa. Tutti i componenti sono compatibili con i materiali standard del Turton (acciaio al carbonio per scambiatori di vapore e turbina, ghisa per la pompa), pertanto, il coefficiente Fm è assunto sempre pari a 1. (20)
- FP è dipende dalla pressione operativa e si calcola come segue:

$$\log(C_p^0) = K_1 + K_2 * \log(A) + K_3 * [\log(A)]^2 \quad (5)$$

Dove:

- A è il valore del parametro di riferimento;
  - K1, k2 e k3 sono costanti che dipendono dalla tipologia di componente.
- Tutti i parametri possono essere ottenuti sia attraverso i grafici che attraverso le tabelle.  
Per altri componenti, come ad esempio la turbina, la relazione per calcolare il C\_BEC è:

$$C_{BEC} = C_P^0 * F_P * F_M \quad (6)$$

I parametri descritti in precedenza sono validi e utilizzabili solo se la taglia del componente di cui vogliamo calcolare il costo è compresa nel range di validità. Al di fuori di questo range si può utilizzare la “0,6 rule” che permette di stimare il costo del componente per qualsiasi taglia:

$$\frac{C_1}{C_2} = \left( \frac{S_1}{S_2} \right)^{0,6} \quad (7)$$

Dove:

- C\_2 è il costo relativo al componente di taglia S2;
- S1 è la taglia del componente reale.

Come già menzionato, il costo ottenuto secondo Turton si riferisce all'anno 2001. Per aggiornare tale valore tenendo conto dell'inflazione e del tasso di sconto, è necessario utilizzare l'indice CEPCI:

$$\frac{CEPCI_{2025}}{CEPCI_{2001}} = \frac{C_1}{C_2} \quad (8)$$

Dove:

- $C_2$  è il costo stimato dal turton;
- $C_1$  è il costo attualizzato.

Il costo calcolato con la metodologia appena descritta è espresso in dollari. Il fattore di conversione assunto è 0,86 €/\$. (24)

Oltre al costo dei componenti è necessario stimare il costo di concentratori, parabole, fluidi organici. Per quanto riguarda i concentratori, è stato stimato un costo di 15000 € per parabola, mentre per l'alternatore è stato assunto un prezzo di 2000€ basato su cataloghi. Per quanto riguarda i fluidi organici, risulta difficile stimare la quantità esatta presenti nel circuito in quanto il dimensionamento dei tubi non è stato oggetto di questa tesi. Dall'esperienza si assume un costo dei fluidi circa un ordine di grandezza inferiore al costo dei componenti. (25)

La tabella che segue riassume i risultati ottenuti:

	<b>Toluene 1 kW</b>	<b>Toluene 5 kW</b>	<b>Toluene 10 kW</b>	<b>Toluene 15 kW</b>
<b>Turbina [€]</b>	8217,89	21584,53	32716,03	41726,82
<b>Evaporatore [€]</b>	8235,5194	21626,2745	26318,69385	28816,62539
<b>Pompa [€]</b>	617,87	1718,36	2604,55	3105,79
<b>Condensatore [€]</b>	8911,92769	23407,4259	27195,40078	29866,25904
<b>Collettori [€]</b>	45000,00	165000,00	315000,00	450000,00
<b>Alternatore [€]</b>	200	200	200	200
<b>Toluene [€]</b>	500	1500	2500	3500
<b>Dowtherm-A [€]</b>	500	1500	2500	3500
<b>BEC [€]</b>	<b>72183,21</b>	<b>236536,59</b>	<b>409034,67</b>	<b>560715,49</b>

*Tabella 12: Costo dei componenti e Bare Erected Cost*

### **7.1.2. EPCC**

I costi includono: progettazione al dettaglio, ottenimento dei permessi da parte dell'appaltatore e costi di gestione del progetto e della costruzione. Seguendo le linee guida del NETL, gli EPCC sono stati stimati pari all'8% del BEC.

### **7.1.3. TPC**

I costi imprevisti sono probabili in qualsiasi progetto di nuova realizzazione ma sono ovviamente difficili da determinare. Si assume un valore del 15% dell'EPCC.

### **7.1.4. TOC**

Nel calcolo del Total Owner's Cost si considerano:

- Costi di pre-produzione, che includono tutti i costi necessari per effettuare test e prove preliminare dell'impianto prima dell'avviamento. Sono stimati al 2% del TPC;
- Capitale per le scorte, ossia pezzi di ricambio e scorte di combustibile. Sono stimati allo 0,6% del TPC;
- Costi per l'acquisto del terreno, in questo caso studio vengono assunti pari a zero in quanto il caso studio è ubicato in un edificio di proprietà del Politecnico di Torino;
- Costo del finanziamento, stimato al 2,7% del TPC, comprende spese per ottenere il finanziamento, spese di commissione e di chiusura, escludendo gli interessi durante la costruzione;
- Altri costi stimati al 10% del TPC.

In conclusione, il TOC stimato è pari al 15,3% del TPC.

### **7.1.5. TASC**

Per il TASC è stato utilizzato il caso di "investor-owner utility, IOU", coerente con impianti di piccole medie dimensioni. È stimato un 7,5% rispetto al TOC.

## 7.2. Tempo di ritorno dell'investimento

Uno dei metodi più diffusi per la valutazione di un investimento è calcolare il tempo di ritorno dell'investimento. Il ciclo vita dell'impianto è stato stimato pari a 20 anni. per tale calcolo è necessario calcolare i flussi di cassa attualizzati entranti e uscenti durante tutto il ciclo vita dell'impianto. Lo strumento più utilizzato per questo tipo di valutazione economica è il Valore Attuale Netto (VAN) (26) definito come:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{S_n}{(1+i)^t} \quad (9)$$

Dove  $n$  indica la durata di vita stimata dell'impianto assunta pari a 20 anni, mentre  $i$  rappresenta il tasso di sconto, fissato al 3%. La variabile  $S_n$  corrisponde ai ricavi annui.

L'anno in cui il Valore Attuale Netto (VAN) si annulla identifica il tempo di ritorno dell'investimento; oltre tale momento, il valore positivo del VAN rappresenta i profitti generati dall'impianto.

Nel caso studio, i costi uscenti considerati sono esclusivamente dovuti all'investimento iniziale individuato come TASC in quanto costi di manutenzione e costi operativi sono già stati considerati all'interno di esso.

L'impianto è totalmente pensato per l'autoconsumo e si ipotizza che tutta l'energia elettrica e termica prodotta venga interamente autoconsumata. Il risparmio generato è, pertanto, dovuto al mancato acquisto dell'energia ed è calcolato come:

$$R = (W_{el} - W_p) * h * c_{el} + Q_{cond} * h * c_{th} \quad (10)$$

Dove  $c_{el}$  e  $c_{th}$  rappresentano i costi d'acquisto di energia elettrica e termica sul mercato.



### 7.2.1. incentivi

Oltre ai risparmi energetici, i flussi di cassa entranti sono costituiti dagli incentivi che l'Europa, i Paesi e le Regioni mettono a disposizione per chi investe sulle fonti rinnovabili. Per incentivare la realizzazione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) sono stati introdotti i Certificati Bianchi (CB), noti anche come Titoli di Efficienza Energetica (TEE), inseriti dai Decreti Ministeriali del 24 Aprile 2001, modificati nel 20 Luglio 2004 e aggiornati il 21 Dicembre 2007. I Certificati Bianchi sono il principale meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica nel settore industriale, delle infrastrutture a rete, dei servizi e dei trasporti, ma riguardano anche interventi realizzati nel settore civile e misure comportamentali.

Il GSE riconosce un certificato per ogni TEP di risparmio conseguito grazie alla realizzazione dell'intervento di efficienza energetica. Su indicazione del GSE, i certificati vengono poi emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) su appositi conti. Il caso studio rientra nella categoria di impianti con potenza elettrica inferiore  $50 kW_e$  e per l'accesso ai titoli basta che il risparmio generato abbia un valore positivo. (27)

Per ogni tonnellata equivalente di petrolio (TEP) risparmiata viene corrisposto un TEE del valore di 250 €. Il calcolo dei TEP risparmiati viene calcolato utilizzando i rendimenti elettrici e termici di riferimento pari rispettivamente a 0,46 e 0,9:

$$RISP = \frac{(W_{el} - W_{pump}) * h}{\eta_{el,rif}} + \frac{Q_{cond} * h}{\eta_{th,rif}} [MWh] \quad (11)$$

Per ottenere il numero di Certificati Bianchi ottenuti il calcolo è:

$$CB = RISP * 0,086 * K \quad (12)$$

Dove 0,086 è il coefficiente di conversione da MWh a TEP mentre K è un fattore pari a 1,4 funzione della taglia dell'impianto (28). La durata prevista per l'incentivo è pari a 15 anni.

## 7.3. LCOE

Il costo livellato dell'energia elettrica (LCOE, Levelized Cost of Electricity) è una misura che indica il ricavo medio per unità di elettricità prodotta necessario a coprire le spese di costruzione e gestione di un impianto di produzione di energia. Esso viene calcolato su un ipotetico ciclo di vita finanziario e operativo. L'LCOE è un indicatore ampiamente utilizzato per valutare e confrontare la competitività complessiva delle diverse tecnologie di generazione elettrica. In questo progetto di tesi, la produzione di elettricità è stata considerata come una fonte di autoconsumo; tuttavia, il calcolo dell'indice LCOE è utile per effettuare confronti con i valori di mercato e valutare il livello di prestazione dell'impianto in termini del prezzo al quale dovremmo vendere l'energia generata per recuperare l'investimento. (29)

L'LCOE è definito come:

$$LCOE = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} * \frac{C_{TASC}}{E} \quad (13)$$

Il primo fattore rappresenta l'annualità che consente di calcolare il flusso di cassa annuale relativo al costo totale (TASC) tenendo in considerazione il tasso di sconto  $i$  e la vita utile dell'impianto.  $E$  rappresenta la quantità annuale di energia netta prodotta che è rappresentata dalla produzione elettrica. Nel caso studio il concetto è stato esteso anche alla produzione termica e alla produzione complessiva da cogenerazione.

## 7.4. Discussione dei risultati

Di seguito sono riportati e discussi i risultati ottenuti dai calcoli precedentemente descritti:

		<b>Toluene 1 kW</b>	<b>Toluene 5 kW</b>	<b>Toluene 10 kW</b>	<b>Toluene 15 kW</b>
<b>BEC [€]</b>	<i>Componenti</i>	72183,21	236536,59	409034,67	560715,49
<b>EPCC [€]</b>	<i>+8% BEC</i>	77957,8674	255459,515	441757,4413	605572,7333
<b>TPC [€]</b>	<i>+15% EPCC</i>	89651,55	293778,44	508021,06	696408,64
<b>TOC [€]</b>	<i>+15,3% TPC</i>	103368,234	338726,544	585748,2793	802959,1657
<b>TASC [€]</b>	<i>*1.075 TOC</i>	<b>111120,85</b>	<b>364131,04</b>	<b>629679,40</b>	<b>863181,10</b>

*Tabella 13: Costi finali per taglia*

Determinati i costi in conto capitale relativi all'investimento del progetto è possibile calcolare il VAN andando a sottrarre anno per anno i flussi di cassa entranti dovuti a risparmio energetico e incentivi, riassunti nella tabella sottostante:

<b>Risp [€/anno]</b>	<b>2790,18</b>	<b>13941,09</b>	<b>27887,10</b>	<b>39210,24</b>
TEE	2	14	29	42
<b>R [€/anno]</b>	<b>490</b>	<b>3430</b>	<b>7105</b>	<b>10290</b>

*Tabella 14: Risparmio economico annuo da risparmio energetico ed incentivi*

Quando il VAN assume un valore positivo, indica che il progetto è economicamente sostenibile e in grado di generare un ritorno finanziario. L'anno in cui si verifica questa condizione corrisponde al periodo di recupero dell'investimento, ossia il momento in cui il capitale inizialmente investito viene completamente ammortizzato.

	Toluene 1 kW		Toluene 5 kW		Toluene 10 kW		Toluene 15 kW	
	flusso di cassa attualizzato	VAN	flusso di cassa attualizzato	VAN	flusso di cassa attualizzato	VAN	flusso di cassa attualizzato	VAN
0	/	-111120,85	/	-364131,04	/	-629679,40	/	-863181,10
1	3825,17	-107295,68	20126,02	-344005,01	40509,69	-589169,71	57684,22	-805496,89
2	3943,48	-103352,20	20748,48	-323256,54	41762,57	-547407,13	59468,27	-746028,62
3	4065,44	-99286,76	21390,18	-301866,36	43054,20	-504352,94	61307,49	-684721,13
4	4191,17	-95095,59	22051,73	-279814,62	44385,77	-459967,17	63203,60	-621517,53
5	4320,80	-90774,79	22733,75	-257080,88	45758,53	-414208,64	65158,35	-556359,18
6	4454,43	-86320,36	23436,85	-233644,02	47173,74	-367034,90	67173,56	-489185,63
7	4592,20	-81728,16	24161,70	-209482,32	48632,72	-318402,18	69251,09	-419934,54
8	4734,22	-76993,94	24908,97	-184573,35	50136,82	-268265,36	71392,87	-348541,66
9	4880,64	-72113,30	25679,35	-158894,00	51687,45	-216577,91	73600,90	-274940,76
10	5031,59	-67081,71	26473,56	-132420,44	53286,03	-163291,88	75877,22	-199063,54
11	5187,21	-61894,50	27292,33	-105128,11	54934,05	-108357,83	78223,94	-120839,61
12	5347,64	-56546,86	28136,42	-76991,69	56633,04	-51724,79	80643,23	-40196,37
13	5513,03	-51033,83	29006,62	-47985,07	58384,58	<b>6659,79</b>	83137,35	<b>42940,98</b>
14	5683,53	-45350,30	29903,73	-18081,34	60190,29	66850,08	85708,61	128649,59
15	5859,31	-39490,99	30828,59	<b>12747,25</b>	62051,84	128901,92	88359,39	217008,99
16	5242,81	-34248,18	26198,04	38945,29	52404,09	181306,01	74340,12	291349,11
17	5404,96	-28843,22	27008,29	65953,58	54024,83	235330,84	76639,30	367988,41
18	5572,12	-23271,09	27843,60	93797,18	55695,71	291026,55	79009,59	446998,00
19	5744,46	-17526,63	28704,74	122501,91	57418,25	348444,80	81453,18	528451,18
20	5922,12	-11604,51	29592,51	152094,43	59194,08	407638,88	83972,35	612423,54

Tabella 15: Valore Attuale Netto

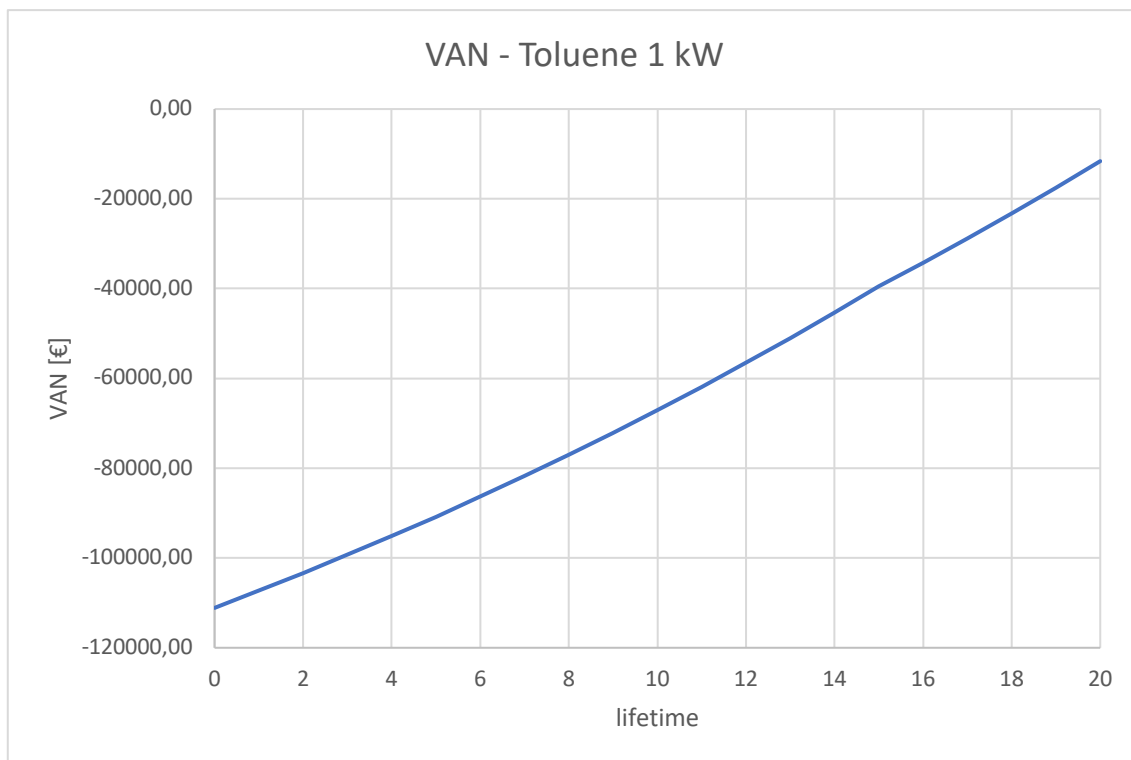


Tabella 16: Andamento del VAN nel ciclo vita dell'impianto da 1 kW

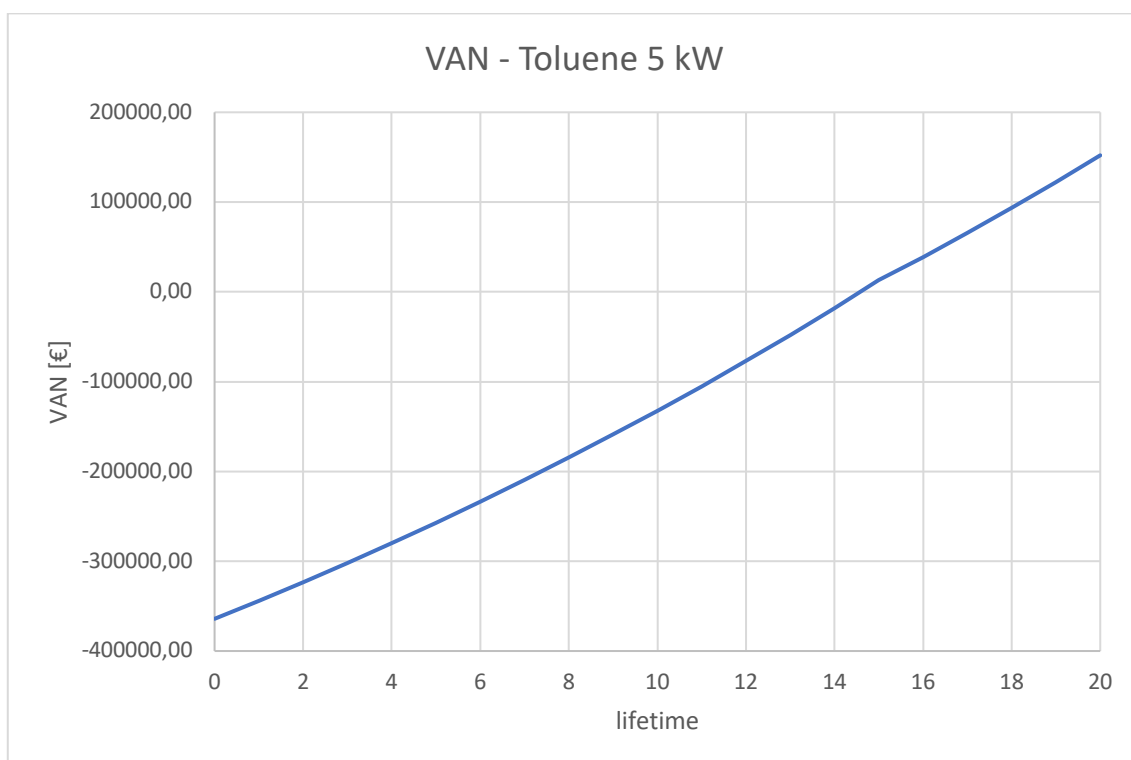


Tabella 17: Andamento del VAN nel ciclo vita dell'impianto da 5 kW

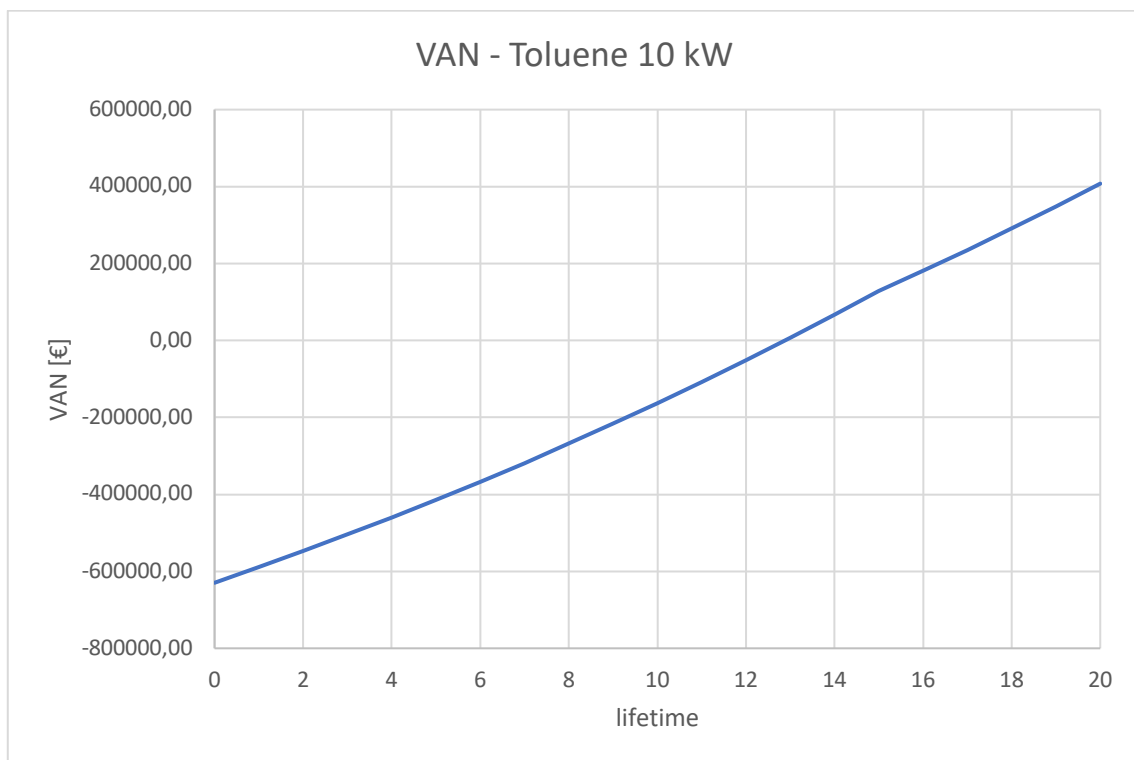


Tabella 18: Andamento del VAN nel ciclo vita dell'impianto da 10 kW

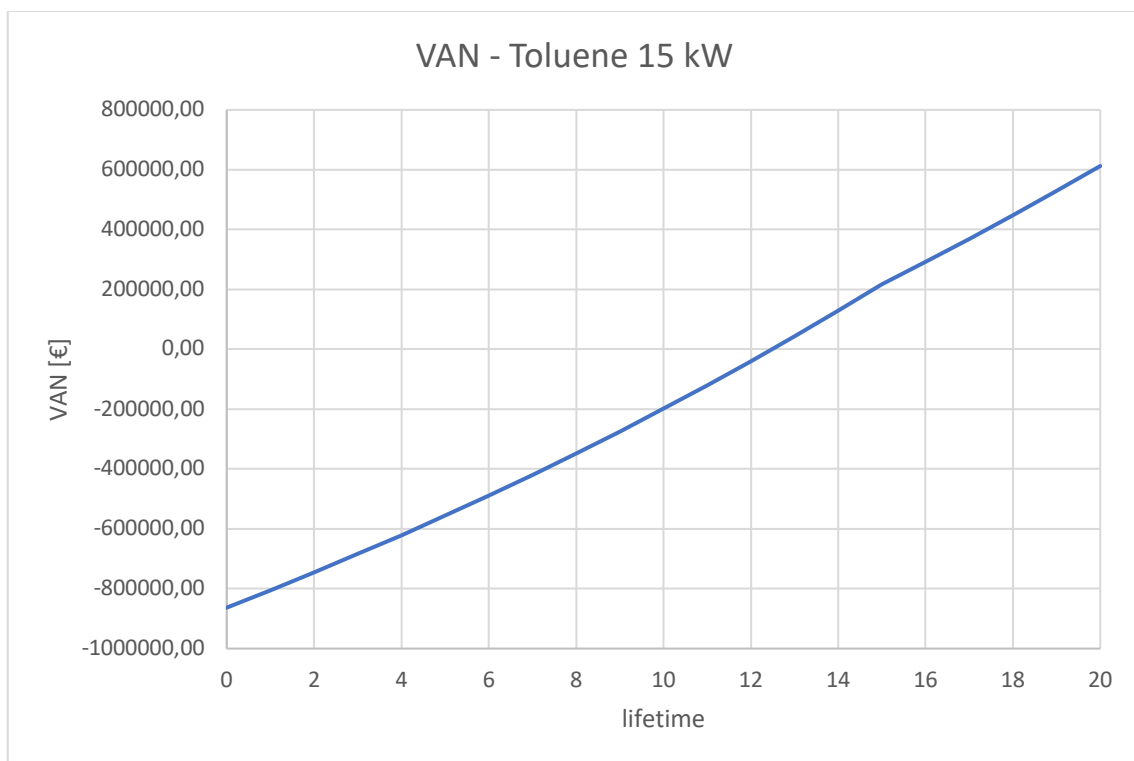


Tabella 19: Andamento del VAN nel ciclo vita dell'impianto da 15 kW

I grafici rappresentano l'andamento del Valore Attuale Netto durante tutto il ciclo vita dell'impianto. In tutte le configurazioni si può notare un leggero cambiamento del trend al 15esimo anno dovuto alla cessazione degli incentivi del decreto CER. Il guadagno a fine vita aumenta all'aumentare della taglia, mentre, come si può notare, l'impianto da 1 kW non presenta ritorno economico e di conseguenza conclude il 20esimo anno ancora in perdita. Il tempo di ritorno per gli impianti da 5, 10 e 15 kW sono rispettivamente 15, 13 e 13 anni.

Un'altra considerazione riguarda l'impatto ambientale. È possibile, infatti, calcolare la quantità di combustibile, ad esempio gas naturale, risparmiata e di conseguenza la CO<sub>2</sub> non dispersa in ambiente grazie all'impianto. Una tonnellata di petrolio equivalente, infatti, equivale a 2,4 tonnellate di CO<sub>2</sub> e a 1200 metri cubi di gas naturale.

	<b>Toluene 1 kW</b>	<b>Toluene 5 kW</b>	<b>Toluene 10 kW</b>	<b>Toluene 15 kW</b>
<b>TEP</b>	2,968	14,821	29,646	42,094
<b>CO<sub>2</sub> risparmiata [t]</b>	7,123	35,570	71,151	101,026
<b>Gas Naturale risparmiato [Sm<sup>3</sup>]</b>	8547,034	42684,256	85381,522	121231,093

*Tabella 20: Impatto ambientale evitato*

Nel lavoro di tesi si è assunto che tutta l'energia sia elettrica che termica prodotta venga autoconsumata. Tuttavia, per un miglior confronto con è stato calcolato il prezzo a cui bisognerebbe vendere l'energia per rientrare nei costi di investimento. Si distinguono:

- LCOE (Levelized Cost Of Energy): è il prezzo a cui bisognerebbe vendere l'energia elettrica per rientrare nell'investimento considerando questa come unica energia prodotta;
- LCOH (Levelized Cost Of Heating): è il prezzo a cui bisognerebbe vendere l'energia termica per rientrare nell'investimento considerando questa come unica energia prodotta;
- LCOC (Levelized Cost Of Cogeneration): è il prezzo a cui bisognerebbe vendere l'energia per entrare nell'investimento considerando sia l'energia elettrica che l'energia termica prodotta e ipotizzando un prezzo unico per entrambe;

	<b>Toluene 1 kW</b>	<b>Toluene 5 kW</b>	<b>Toluene 10 kW</b>	<b>Toluene 15 kW</b>
LCOE [€/kWh]	1,201	0,787	0,680	0,622
LCOH [€/kWh]	0,249	0,163	0,141	0,139
LCOC [€/kWh]	0,206	0,135	0,117	0,114

*Tabella 21: Costo livellato di energia elettrica, energia termica e energia prodotta da cogenerazione*

I valori ottenuti evidenziano costi per la produzione dell'energia elettrica significativamente superiori rispetto ai prezzi di mercato. Tale risultato è principalmente dovuto al fatto che l'impianto analizzato non è stato progettato né ottimizzato per la sola produzione di energia elettrica. Nel contesto dell'energia prodotta da cogenerazione invece, il risultato risulta quasi in linea confrontato da un costo livellato pari a 0,087 €/kWh (30) a parità di tasso di sconto e simile fattore di capacità. Ciò è dovuto soprattutto alla valorizzazione della grande quantità di calore recuperato dal condensatore, che consente di ridurre il costo complessivo per unità di energia utile prodotta. In tutti i casi analizzati, inoltre, si osserva un andamento decrescente del costo livellato dell'energia all'aumentare della taglia impiantistica. Questo comportamento è spiegabile con le economie di scala, che permettono una riduzione dei costi specifici di investimento e una maggiore efficienza complessiva dell'impianto per unità di potenza installata.

## 8. Conclusioni

Il lavoro di tesi illustra il dimensionamento di un Ciclo Rankine organico per la produzione di energia sia termica che elettrica alimentato esclusivamente da fonte solare mediante la tecnologia a concentrazione. Sono stati simulati 3 impianti operanti con 3 fluidi diversi: MDM, Ciclopentano, Toluene. L'impianto è pensato per produrre 15 KW in uscita turbina (14,7 kWe) e per alimentare una portata d'acqua fino a 75°C sfruttando il flusso termico scambiato al condensatore. Il comportamento di ciascun componente del ciclo è stato analizzato al variare dei parametri di riferimento per determinare il punto di funzionamento ottimale e ottenere un modello del ciclo secondo i parametri corretti. È stato utilizzato il ciclo Rankine subcritico per prediligere la semplicità dell'impianto e contenere i costi. I risultati indicano che il Toluene è il fluido con migliori prestazioni, infatti, richiede il numero minore di collettori per essere alimentato e presenta rendimento elettrico e di cogenerazione rispettivamente di 13,74% e 77,6 %. Nel capitolo successivo si è scelto di valutare la scalabilità dell'impianto con Toluene andando ad eseguire le stesse analisi anche per impianti con potenza



uscente di 1 kW, 5 kW e 10 kW. I risultati ottenuti mostrano un trend dei rendimenti leggermente crescente con la taglia. Si ipotizza che sia dovuto alla riduzione dell'importanza di alcune perdite all'aumentare della taglia. Attraverso il VAN è stato valutato il tempo di ritorno dell'investimento e i ricavi totali a fine vita. L'impianto da 1 kW non presenta un ritorno economico e, di conseguenza, conclude il ventesimo anno di esercizio ancora in perdita. Questo risultato evidenzia come, a fronte degli elevati costi iniziali di investimento, la produzione limitata di energia non sia sufficiente a garantire un recupero del capitale investito, nemmeno nel lungo periodo. Inoltre, le ridotte dimensioni dell'impianto non permettono di beneficiare appieno delle economie di scala, rendendo il costo unitario dell'energia prodotta troppo elevato rispetto ai ricavi ottenibili.

Al contrario, gli impianti di taglia superiore da 5, 10 e 15 kW mostrano una maggiore sostenibilità economica. I rispettivi tempi di ritorno dell'investimento sono pari a 15, 13 e 13 anni, dimostrando una correlazione positiva tra la potenza installata e la redditività dell'impianto. Questa tendenza è imputabile al fatto che, aumentando la potenza nominale, migliorano sia l'efficienza complessiva dell'impianto che la quantità di energia elettrica e termica prodotta, incrementando conseguentemente i ricavi generati sia dal mancato acquisto dell'energia sia dagli incentivi. Inoltre, il costo marginale di investimento per ogni kW aggiuntivo tende a ridursi, proprio grazie alle economie di scala. L'impianto con maggior ricavi a fine vita risulta quello da 15 kW con un guadagno netto di circa 600000. Tuttavia, è opportuno condurre ulteriori valutazioni che potrebbero orientare la scelta verso una realizzazione del progetto su scala ridotta. Un primo aspetto da considerare riguarda l'area disponibile per l'installazione dei collettori solari necessari al corretto funzionamento dell'impianto. Lo studio proposto, infatti, è stato concepito per un contesto residenziale, con l'obiettivo di autoconsumare tutta l'energia sia elettrica che termica. Di conseguenza, risulta fondamentale esaminare attentamente la superficie utile a disposizione, ad esempio quella del tetto dell'Energy Center, per verificare la possibilità reale di installare un numero sufficiente di collettori.

Non si tratta unicamente di valutare l'ingombro fisico dei collettori stessi, ma anche di considerare le distanze minime da rispettare tra un modulo e l'altro, necessarie per evitare ombreggiamenti reciproci che comprometterebbero il rendimento ottico complessivo del campo solare. Un'ulteriore riflessione riguarda la strategia di gestione dell'autoconsumo, che deve essere calibrata in funzione delle caratteristiche e dei fabbisogni energetici dell'edificio. Per quanto riguarda l'energia elettrica, l'autoconsumo non presenta particolari criticità: strutture come l'Energy Center, infatti, sono caratterizzate da un fabbisogno elettrico costante e continuo nel tempo nelle ore diurne in cui viene

prodotta l'energia. Nello scenario analizzato, si è ipotizzato un utilizzo del calore prodotto per l'alimentazione del sistema di riscaldamento dell'edificio, il quale, tuttavia, risulta inattivo durante la stagione estiva, determinando così una potenziale sovrapproduzione termica nei mesi più caldi.

Un aspetto di particolare interesse, soprattutto in un'ottica di ottimizzazione del sistema e massimizzazione dell'autoconsumo, riguarda l'integrazione di un sistema di accumulo termico. Attualmente, l'impianto è concepito per soddisfare in tempo reale la domanda termica dell'edificio, con una produzione di calore finalizzata principalmente all'alimentazione del sistema di riscaldamento durante la stagione invernale. Tuttavia, questa configurazione presenta una limitazione evidente: durante i mesi estivi, quando la domanda di calore per il riscaldamento ambientale è pressoché nulla, gran parte dell'energia termica generata non trova un impiego diretto, andando potenzialmente sprecata. L'introduzione di un accumulo termico permetterebbe di superare questa criticità, consentendo la conservazione dell'energia prodotta in eccesso per renderla disponibile nei momenti in cui la radiazione solare è insufficiente o assente, come durante la notte o nelle giornate nuvolose. In tal modo, l'impianto aumenterebbe la propria efficienza complessiva, garantendo una maggiore continuità nell'erogazione dell'energia termica e contribuendo a ridurre la dipendenza da fonti energetiche ausiliarie. Dal punto di vista tecnico, l'accumulo può essere realizzato mediante serbatoi coibentati contenenti fluido termovettore, capaci di mantenere la temperatura per un periodo prolungato. L'accumulo termico ad alta temperatura è particolarmente adatto per il solare termodinamico a concentrazione ed è già impiegato commercialmente su larga scala. L'integrazione di un sistema di accumulo termico in un impianto CSP aumenta i costi iniziali di capitale ma, di fatto, riduce il "levelized cost of energy" (LCOE), poiché consente di utilizzare il blocco di potenza dell'impianto per un numero maggiore di ore, migliorando così l'efficienza complessiva e la convenienza economica.

Un'ulteriore osservazione riguarda le logiche di controllo dell'energia negli edifici. La diffusione sempre più grande della produzione da rinnovabile a livello residenziale e non residenziale necessita di un'evoluzione dei meccanismi di controllo in quanto le fonti come solare ed eolico presentano una peculiarità non trascurabile: sono non dispacciabili e non completamente prevedibili. Queste peculiarità rendono difficile mantenere uno schema di controllo classico, basato su una logica statica e la regolazione di poche variabili in gioco. Diventa, invece, necessario sviluppare sistemi di controllo evoluti e intelligenti, capaci di coordinare in tempo reale produzione, sistemi di accumulo e domanda dell'utenza. Solo attraverso un'evoluzione verso un controllo dinamico, predittivo e integrato sarà

possibile valorizzare appieno il potenziale delle fonti rinnovabili, garantendo allo stesso tempo comfort, sicurezza e riduzione dei costi energetici. In questo contesto la controllistica non è più un semplice sistema di regolazione ma diventa un elemento chiave per l'efficienza e la sostenibilità del sistema edificio-impianto.

## Riferimenti

1. Our World in Data [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Global primary energy consumption by source. Disponibile su: <https://ourworldindata.org/grapher/global-energy-substitution>
2. Energy Technology Perspectives 2024 – Analysis - IEA [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2024>
3. Protocollo di Kyoto | Storia, disposizioni e fatti | Britannica [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://www.britannica.com/event/Kyoto-Protocol>
4. I 17 OBIETTIVI | Sviluppo sostenibile [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://sdgs.un.org/goals>
5. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Cop 21 – L'Accordo di Parigi. Disponibile su: <https://www.mase.gov.it/portale/cop-21-l-accordo-di-parigi>
6. Il Green Deal europeo - Commissione europea [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_it](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it)
7. Yamaguchi M, Dimroth F, Geisz JF, Ekins-Daukes NJ. Multi-junction solar cells paving the way for super high-efficiency. J Appl Phys. 23 giugno 2021;129(24):240901.
8. Romero M, González-Aguilar J. Solar thermal CSP technology. WIREs Energy Environ. gennaio 2014;3(1):42–59.

9. Solar Energy Generating Systems - Wikipedia [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: [https://en.wikipedia.org/wiki/Solar\\_Energy\\_Generating\\_Systems](https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_Energy_Generating_Systems)
10. Nevada solar one CSP plant | ACCIONA | Business as unusual [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://www.acciona.com/projects/nevada-solar-one-csp-plant>
11. ExpoClima [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Ivanpah: in funzione il più grande impianto solare termodinamico al mondo. Disponibile su: <https://www.expoclima.net/ivanpah-in-funzione-il-pi%C3%B9-grande-impianto-solare-termodinamico-al-mondo>
12. SOLARE A CONCENTRAZIONE – educazionetecnicaonline.com [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://www.educazionetecnicaonline.com/2012/02/08/centrali-solari-a-concentrazione/>
13. Collettori solari parabolici lineari e loro applicazioni | Richiedi PDF [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Disponibile su: [https://www.researchgate.net/publication/230794088\\_Parabolic-trough\\_solar\\_collectors\\_and\\_their\\_applications](https://www.researchgate.net/publication/230794088_Parabolic-trough_solar_collectors_and_their_applications)
14. Focus.it [Internet]. [citato 16 ottobre 2025]. Accesa in Marocco la centrale solare più grande del mondo. Disponibile su: <https://www.focus.it/scienza/energia/accesa-in-marocco-la-centrale-solare-piu-grande-del-mondo>
15. Alva G, Lin Y, Fang G. An overview of thermal energy storage systems. *Energy*. 2018;144(C):341–78.
16. Studocu [Internet]. [citato 17 ottobre 2025]. Ciclo Rankine - C ICLO RANKINE. Disponibile su: <https://www.studocu.com/it/document/sapienza-universita-di-roma/ingegneria-clinica/ciclo-rankine/8638118>
17. A review of working fluid and expander selections for organic Rankine cycle | Request PDF. ResearchGate [Internet]. 6 agosto 2025 [citato 16 ottobre 2025]; Disponibile su: [https://www.researchgate.net/publication/270831702\\_A\\_review\\_of\\_working\\_fluid\\_and\\_expander\\_selections\\_for\\_organic\\_Rankine\\_cycle](https://www.researchgate.net/publication/270831702_A_review_of_working_fluid_and_expander_selections_for_organic_Rankine_cycle)
18. Chen H, Goswami DY, Stefanakos EK. A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat. *Renew Sustain Energy Rev*. 2010;14(9):3059–67.
19. Invernizzi CM, Iora PG, Manzolini G, Lasala S. Thermal stability of n-pentane, cyclopentane and toluene as working fluids in organic Rankine engines. 2017 [citato 17 ottobre 2025]; Disponibile su: [https://iris.unibs.it/handle/11379/500470?utm\\_source=chatgpt.com](https://iris.unibs.it/handle/11379/500470?utm_source=chatgpt.com)
20. Analysis of Heat Transfer Fluids in Concentrated Solar Power (CSP) A Review Paper. *Int J Eng Res*. 3(12).
21. Monta' E. Realizzazione di processi di chemical looping e produzione di gas sintetico mediante solare termico a concentrazione = Realization of chemical looping processes and production of synthetic gas through concentrated solar thermal [Internet] [laurea]. Politecnico di Torino; 2020 [citato 18 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://webthesis.biblio.polito.it/13838/>

22. Gerdes K, Summers W, Wimer J. Quality Guidelines for Energy System Studies: Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance [Internet]. 2011 ago [citato 15 ottobre 2025] p. DOE/NETL-2011/1455, 1513278. Report No.: DOE/NETL-2011/1455, 1513278. Disponibile su: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1513278/>
23. Database di compatibilità chimica di Cole-Parmer [Internet]. [citato 15 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://www.coleparmer.com/chemical-resistance>
24. Cambio Euro/Dollaro USA - Valori e tassi di cambio - Il Sole 24 Ore [Internet]. [citato 15 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://mercati.ilsole24ore.com/tassi-e-valute/valute/controllo-euro/cambio/EURUS.FX>
25. Binary ORC (Organic Rankine Cycles) power plants for the exploitation of medium–low temperature geothermal sources – Part B: Techno-economic optimization | Request PDF. ResearchGate [Internet]. 9 agosto 2025 [citato 15 ottobre 2025]; Disponibile su: [https://www.researchgate.net/publication/260009620\\_Binary\\_ORC\\_Organic\\_Rankine\\_Cycles\\_power\\_plants\\_for\\_the\\_exploitation\\_of\\_medium-low\\_temperature\\_geothermal\\_sources\\_-\\_Part\\_B\\_Techno-economic\\_optimization](https://www.researchgate.net/publication/260009620_Binary_ORC_Organic_Rankine_Cycles_power_plants_for_the_exploitation_of_medium-low_temperature_geothermal_sources_-_Part_B_Techno-economic_optimization)
26. Žižlavský O. Net Present Value Approach: Method for Economic Assessment of Innovation Projects. Procedia - Soc Behav Sci. novembre 2014;156:506–12.
27. COSA SONO [Internet]. [citato 15 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>
28. Car e certificati bianchi [Internet]. [citato 15 ottobre 2025]. Disponibile su: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/car-e-certificati-bianchi>
29. Lucibello S. ENEA - Dipartimento Unità per l'efficienza energetica. 2019 [citato 15 ottobre 2025]. Costo livellato dell'elettricità (Levelized Cost of Electricity). Disponibile su: <https://www.energiaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica/lettera-c/https%3A%2F%2Fwww.energiaenergetica.enea.it%2Fglossario-efficienza-energetica%2Flettera-c%2Fcosto-livellato-dell-elettricit%C3%A0.html>
30. IEA [Internet]. 2020 [citato 29 ottobre 2025]. Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
31. Forristall R. Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver [Internet]. 2003 ott [citato 11 novembre 2025] p. NREL/TP-550-34169, 15004820. Report No.: NREL/TP-550-34169, 15004820. Disponibile su: <http://www.osti.gov/servlets/purl/15004820/>

