

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale

in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

**Studio di fattibilità di un Ciclo Rankine Organico su piccola scala
alimentato da un Sistema a Concentrazione Solare**

Relatore

Ing. Davide Papurello

Candidato

Giacomo Marotta

Anno Accademico 2021-2022

SOMMARIO

SOMMARIO.....	1
ABSTRACT.....	3
INDICE DELLE FIGURE	5
INDICE DELLE TABELLE.....	8
INDICE DELLE EQUAZIONI.....	9
NOMENCLATURA	10
1 LA TRANSIZIONE ENERGETICA	12
1.1 L' uomo e l'energia	12
1.2 Gli Accordi sul clima: dal passato al futuro	14
1.3 Le risorse alternative ai combustibili fossili.....	17
2 ENERGIA SOLARE: TECNOLOGIE CSP	27
2.1 Il Sole e l'Irradianza solare	27
2.2 Principali soluzioni che impiegano l'energia solare.....	31
2.3 I sistemi a concentrazione solare.....	36
2.3.1 Generalità sul CSP	36
2.3.2 Collettori Parabolici Lineari.....	42
2.3.3 Collettori Lineari di Fresnel	45
2.3.4 Collettori Parabolici a Disco	48
2.3.5 Sistemi a Torre Centrale.....	51
3 SISTEMI DI ACCUMULO DEGLI IMPIANTI CSP	59
3.1 Generalità	59
3.2 Accumulo a calore sensibile.....	62
3.3 Accumulo a calore latente	64
3.4 Accumulo termochimico	66
4 CICLO RANKINE ORGANICO (ORC).....	68
4.1 Ciclo Rankine.....	68
4.1.1 Ciclo Rankine ideale	70
4.1.2 Ciclo Rankine reale	74
4.2 Ciclo Rankine organico.....	80
4.2.1 Generalità	80
4.2.2 ORC subcritico saturo	82
4.2.3 ORC subcritico saturo con recuperatore di calore.....	85
4.3 Fluidi organici	87
4.3.1 Pendenza della curva limite superiore.....	87
4.3.2 Calore latente di evaporazione	90

4.3.3	Temperatura e pressione critica.....	90
4.3.4	Temperatura di congelamento.....	92
4.3.5	Pressioni di esercizio.....	92
4.3.6	Densità.....	93
4.3.7	Viscosità e conducibilità.....	93
4.3.8	Peso molecolare.....	93
4.3.9	Stabilità chimica e compatibilità.....	94
4.3.10	Sicurezza (tossicità e infiammabilità).....	94
4.3.11	Impatto ambientale.....	94
5	MODELLAZIONE DEL CICLO ORC.....	97
5.1	Descrizione del concentratore solare.....	97
5.2	Analisi comparativa.....	100
5.2.1	Selezione dei fluidi di lavoro.....	100
5.2.2	Condizioni iniziali.....	101
5.2.3	Valutazione dei risultati.....	104
5.2.4	Considerazioni conclusive.....	106
5.3	Analisi di sensitività.....	107
5.3.1	Diagramma T-s.....	107
5.3.2	Espansore.....	109
5.3.3	Condensatore.....	112
5.3.4	Pompa.....	115
5.3.5	Evaporatore.....	116
5.4	Ciclo semplice (benzene).....	121
5.5	Ciclo rigenerativo (benzene).....	123
6	DIMENSIONAMENTO DEL CAMPO SOLARE.....	128
6.1	Metodologia.....	128
6.2	Analisi dei risultati.....	132
	CONCLUSIONI.....	135
	RINGRAZIAMENTI.....	137
	BIBLIOGRAFIA e SITOGRAFIA.....	138

ABSTRACT

Lo studio di tesi compiuto riguarda la fattibilità di un ciclo Rankine organico di piccola taglia alimentato da un sistema a concentrazione solare. La potenza elettrica netta dell'impianto analizzato è pari a 15 kW, mentre la fonte di alimentazione corrisponde al concentratore solare parabolico installato sul tetto dell'Energy Center di Torino.

L'elaborato è composto da una prima parte introduttiva, una seconda bibliografica ed una terza parte sperimentale dove viene descritto lo studio effettuato e vengono commentati i risultati ottenuti.

Il primo capitolo pone l'attenzione riguardo alla transizione energetica ed all'importanza delle energie rinnovabili, illustrando sinteticamente le principali fonti alternative e le rispettive tecnologie impiegate per sfruttarle.

Si è poi focalizzata l'attenzione sulla fonte solare ed i corrispondenti campi di applicazione, descrivendo il settore del solare fotovoltaico e del solare termico, per poi porre maggiore interesse in merito alle tecnologie CSP. È stato dedicato ampio spazio alla trattazione riguardante le tipologie di impianto a concentrazione solare e le rispettive componenti principali, concludendo con un'illustrazione dei sistemi di accumulo maggiormente impiegati nel settore.

Successivamente si è descritto il ciclo Rankine a vapore d'acqua, analizzando le principali grandezze di interesse e le trasformazioni termodinamiche compiute.

La trattazione si è poi spostata sui cicli Rankine organici. Sono state illustrate tutte le principali soluzioni tecnologie impiegate per la produzione di energia elettrica, dedicando maggiore interesse al ciclo subcritico semplice ed al ciclo subcritico rigenerativo.

La parte bibliografica si conclude con una descrizione riguardante i fluidi organici, le caratteristiche che li contraddistinguono e le proprietà di cui tenere conto quando li si impiega in un impianto.

La parte sperimentale dell'elaborato inizia nel capitolo 5. Lo studio è stato effettuato seguendo il metodo a cascata, è stato prima dimensionato il ciclo Rankine organico per la produzione di potenza, per poi dedicarsi al sistema a concentrazione solare che fornisce il calore di alimentazione.

L'analisi riguardante il ciclo ORC è stata suddivisa in due parti: un'analisi comparativa ed un'analisi di sensitività.

L'analisi comparativa è stata effettuata andando a studiare, sia nel caso semplice che rigenerativo, il comportamento di sei fluidi differenti. Alcuni parametri sono stati mantenuti identici per entrambe le simulazioni di ciascun fluido, altri, come la pressione e la temperatura massima di esercizio, sono stati scelti seguendo dei precisi criteri.

L'analisi, effettuata attraverso il software ASPEN PLUS®, ha avuto come scopo finale quello di confrontare le prestazioni dei fluidi a parità di condizioni iniziali e selezionare il fluido più performante. Il fluido con rendimento maggiore è risultato il benzene.

Successivamente, sempre attraverso il medesimo software, è stata effettuata un'analisi di sensitività impiegando come fluido di lavoro il benzene. Dimensionando i singoli componenti si è individuato il punto di progetto adeguato che consentisse di ottenere una potenza netta pari a 15 kW.

Ottenendo i dati relativi alla potenza termica in ingresso, sia nel caso semplice che nel caso rigenerativo, si è potuto concludere lo studio andando a dimensionare il campo solare. Il dimensionamento di quest'ultimo è stato effettuato a partire dai dati raccolti dall'Energy Center riferiti alla radiazione globale media stagionale dell'anno 2019.

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1- Esempio di impianto a concentrazione solare [16].....	26
Figura 2- Struttura stratificata del Sole [17].....	27
Figura 3- Spettro di emissione solare; Fonte: ENEA	28
Figura 4- Irradianza globale orizzontale [20].....	30
Figura 5 e 6- Schema [18] e raffigurazione [21] di una cella fotovoltaica.....	31
Figura 7- Schema di un impianto per ACS a circuito chiuso e circolazione forzata [25].	34
Figura 8- Schema di un impianto CSP per la produzione di potenza [28].	39
Figura 9- Tipologie di sistemi CSP imaging. Da sinistra in alto, in senso orario: Collettore parabolico a disco, Impianto a torre centrale, Collettori lineari di Fresnel e Collettori parabolici lineari [29].	41
Figura 10- Schema di un collettore parabolico a disco [27].	42
Figura 11- Da sinistra: sistema di movimentazione, collettori parabolici lineari a fine installazione, specchi e struttura durante la fase di montaggio [30].	43
Figura 12- Schema dei collettori lineari di Fresnel [31].	46
Figura 13- Esempio di impianto LFR (a sinistra), dettaglio dell'assorbitore (a destra) [32].	47
Figura 14- Schema di un sistema di riflettori lineari Fresnel con ricevitori multipli [30].	47
Figura 15- Schema di un collettore parabolico a disco con paraboloide effettivo [33].	48
Figura 16- Schema di un collettore parabolico a disco con paraboloide approssimato (a membrana) [27].	49
Figura 17 e 18- Esempi di collettori a disco parabolico con motore Stirling [34] [35].	50
Figura 19- Schema essenziale di un sistema a ricevitore centrale [27].	51
Figure 20 e 21- Esempi di eliostati impiegati negli impianti CRS [36][37].	52
Figura 22- Esempio di impianto a torre centrale [36].	53
Figura 23- Schema di un ricevitore esterno [38].	54
Figura 24- Schema di un ricevitore a cavità [39].	54
Figura 25- Schema di un ricevitore volumetrico [40].	55
Figura 26- Schema di impianto a torre centrale combinato con un impianto convenzionale [10].	57
Figura 27- Schema delle tre fasi del processo di accumulo [30].	59
Figura 28- Fotografia dei due serbatoi utilizzati per l'accumulo di un impianto CSP [30]	63
Figura 29- Schema delle fasi di carica e scarica di un accumulo termochimico [30]	66
Figura 30- Schema semplificato di un accumulo elettrochimico ad ammoniaca di un impianto CSP [41].	67
Figura 31- Diagramma p-V dell'acqua [42].	69
Figura 32- Ciclo Rankine ideale rappresentato nel diagramma T-s [43]	70
Figura 33- Schema di un impianto a ciclo Rankine [43].	71
Figure 34 e 35- Rappresentazione del ciclo Rankine ideale nei diagrammi h-s (sopra) e p-v (sotto) [43]	73

Figura 36 e 37- Rappresentazione nel diagramma T-s del ciclo Rankine reale standard (sinistra) e con surriscaldamento (destra) [43].....	76
Figura 38- Rappresentazione nel diagramma T-s del ciclo Rankine ideale (azzurro) e reale (arancione)	76
Figure 39 e 40- Rappresentazione nel diagramma T-s di un ciclo Rankine con risurriscaldamento (sinistra) e del corrispondente schema di impianto (destra).....	78
Figura 41 e 41bis- Rappresentazione nel diagramma T-s di un ciclo Rankine rigenerativo con tre spillamenti e scambiatori a miscela (sinistra), e corrispondente schema impiantistico (destra)	79
Figura 42 e 43- Schema impiantistico del ciclo ORC subcritico saturo (sinistra) e relativo ciclo nel diagramma T-s (destra) [47].....	82
Figura 44 e 45- Schema impiantistico del ciclo ORC subcritico saturo con recupero di calore (sinistra) e relativo ciclo nel diagramma T-s (destra) [47].	85
Figura 46- Diagramma T-s di un fluido secco (dry) [45].....	87
Figura 47- Diagramma T-s di un fluido bagnato (wet) [45].....	88
Figura 48- Diagramma T-s di un fluido isoentropico (isentropic) [45].....	89
Figura 49- Dettaglio riguardante la problematica dell'espansione bifase in un fluido asciutto operante a pressioni vicino a quelle critiche [46]	92
Figura 50- Curve di saturazione di alcuni fluidi organici confrontate con le curve di saturazione dell'acqua nel diagramma T-s [49]	96
Figura 51- Concentratore parabolico a disco dell'Energy Center	98
Figura 52- Irradianza globale media stagionale	99
Figura 53- Potenza termica media concentrata stagionale	99
Figura 54- Temperatura media stagionale sul fuoco del paraboloide	100
Figura 55- Schema di un ciclo Rankine semplice realizzato con ASPEN PLUS®	102
Figura 56- Schema di un ciclo Rankine rigenerativo realizzato con ASPEN PLUS®	103
Figura 57- Rendimento con ciclo semplice e rigenerativo dei fluidi selezionati	104
Figura 58- Potenza termica assorbita all'evaporatore per ciascun fluido.....	105
Figura 59- Potenza elettrica netta prodotta dalla turbina	105
Figura 60- Indici ODP e GWP del benzene [50].....	106
Figura 61- Schema dell'elemento "Heater" utilizzato per ricostruire le curve limite	108
Figura 62- Rappresentazione delle curve limiti del benzene sul piano T-s.....	108
Figura 63- Andamento della pressione di uscita al variare della portata in massa.....	110
Figura 64- Focus sull'andamento della pressione in uscita in funzione della portata.....	110
Figura 65- Modello di turbina utilizzato per il dimensionamento dell'espansore con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente.....	111
Figura 66- Andamento della temperatura di uscita dell'acqua dal condensatore, in funzione della portata in massa.....	113

Figura 67- Grafico T-Q del condensatore	113
Figura 68- Modello di condensatore utilizzato per il dimensionamento dello stesso con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente.....	114
Figura 69- Modello di una pompa utilizzato per il dimensionamento della stessa con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente.....	116
Figura 70- Variazione della temperatura di uscita dall'evaporatore del fluido caldo al variare della portata in massa.....	118
Figura 71- Differenza di temperatura del fluido caldo tra ingresso e uscita dell'evaporatore in funzione della portata in massa.....	119
Figura 72- Grafico T-Q dell'evaporatore	119
Figura 73- Modello di un evaporatore utilizzato per il dimensionamento dello stesso con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente.....	120
Figura 74- Rappresentazione del ciclo studiato sul diagramma T-s.....	122
Figura 75- Rappresentazione del modello di ciclo semplice utilizzato per lo studio corrente.....	123
Figura 76- Temperatura di uscita dell'acqua dal condensatore in funzione della portata in massa	124
Figura 77- Curve di scambio termico del rigeneratore sul piano T-Q	124
Figura 78- Ciclo subcritico rigenerativo nel piano T-s	126
Figura 79- Rappresentazione del modello di ciclo rigenerativo utilizzato per lo studio corrente.....	127
Figura 80- Andamento di temperatura sul fuoco del paraboloide confrontata con la temperatura dell'olio diatermico in ingresso nell'evaporatore.....	128

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1- Classificazione dei fluidi organici in base alla temperatura critica [45].....	91
Tabella 2- Fluidi selezionati per l'analisi e rispettive proprietà.....	101
Tabella 3- Parametri costanti della simulazione.....	101
Tabella 4- Massa molare dei fluidi analizzati	106
Tabella 5- Parametri della turbina e condizioni di ingresso del fluido in turbina	109
Tabella 6- Condizioni di uscita del fluido dalla turbina.....	111
Tabella 7- Condizioni di ingresso dei due fluidi nel condensatore	112
Tabella 8- Condizioni di uscita dei due fluidi dal condensatore	114
Tabella 9 – Parametri di ingresso e uscita della pompa	115
Tabella 10 – Parametri di ingresso nell'evaporatore dei due fluidi.....	117
Tabella 11 – Parametri di uscita dall'evaporatore dei due fluidi.....	119
Tabella 12- Flussi energetici associati al ciclo semplice.....	121
Tabella 13- Flussi energetici associati al ciclo rigenerativo.....	125
Tabella 14- Periodo di funzionamento giornaliero dell'impianto suddiviso per stagioni	129
Tabella 15- Periodo di funzionamento stagionale dell'impianto suddiviso per stagioni	129
Tabella 16- Radiazione diretta normale media stagionale	130
Tabella 17- Potenza termica assorbita nell'evaporatore.....	131
Tabella 18- N° di paraboloidi necessari	131
Tabella 19- Area del campo solare.....	132
Tabella 20- Flussi termici del ciclo per entrambe le soluzioni tecnologiche	132
Tabella 21- Rendimenti dell'impianto	134

INDICE DELLE EQUAZIONI

Equazione 1: Rapporto geometrico di concentrazione.....	39
Equazione 2: Formula di valutazione della capacità termica	59
Equazione 3: Formula per il calcolo del calore accumulato.....	62
Equazione 4: Reazione generica di un accumulo termochimico.....	66
Equazione 5: Reazione di dissociazione dell'ammoniaca.....	67
Equazione 6: Reazione di ri-sintesi dell'ammoniaca	67
Equazione 7: Definizione algebrica di titolo del vapore	69
Equazione 8: Primo principio applicato al ciclo Rankine ideale.....	72
Equazione 9: Equazione del Lavoro del ciclo Rankine ideale	72
Equazione 10: Rendimento del ciclo Rankine ideale	73
Equazioni 11-12-13-14: Formule per il calcolo dei flussi energetici legati al ciclo Rankine ideale....	73
Equazioni 15-16: Formule per la valutazione dei rendimenti isoentropici di espansione e compressione	77
Equazioni 17-18-19-20: Formule di calcolo dei flussi energetici in un ciclo ORC subcritico saturo...	84
Equazione 21: Primo principio di un ciclo ORC subcritico saturo	84
Equazione 22: Rendimento del ciclo ORC subcritico saturo	84
Equazione 23: Bilancio energetico al recuperatore di calore	86
Equazione 24: Calcolo dei flussi termici di un ciclo ORC subcritico saturo con recupero di calore....	86
Equazioni 25-26: Rendimento del ciclo ORC subcritico saturo senza e con recupero termico	86
Equazioni 27-28: Formule di valutazione del Backwork Ratio e del Total Backwork Ratio	93
Equazione 29: Potenza termica accumulata dal concentratore.....	98
Equazione 30: Formula dell'incremento percentuale.....	104
Equazione 31: Potenza termica scambiata	118
Equazione 32: Formula per il calcolo del rendimento nell'analisi finale.....	121
Equazione 33: Calcolo della radiazione diretta normale media annuale.....	130
Equazione 34: Potenza prodotta da un singolo concentratore parabolico	130
Equazione 35: Calcolo dell'area del campo solare- metodo 1	131
Equazione 36: Calcolo dell'area del campo solare- metodo 2	131
Equazione 37: Efficienza del rigeneratore	133
Equazione 38: Calcolo del rendimento elettrico dell'impianto	133
Equazione 39: Calcolo del rendimento complessivo dell'impianto	133
Equazione 40: calcolo della percentuale di utilizzo del sistema a concentrazione solare	136

NOMENCLATURA

H_2O	<i>Acqua/Vapore acqueo</i>
NH_3	<i>Ammoniaca</i>
A_C	<i>Area del concentratore o collettore [m²]</i>
A_R	<i>Area del ricevitore [m²]</i>
CO_2	<i>Anidride Carbonica/ Biossido di Carbonio</i>
N_2	<i>Azoto</i>
$B.R.$	<i>Backwork Ratio [-]</i>
Q	<i>Calore [J]</i>
c_p	<i>Calore specifico [J/(kg*K)]</i>
C	<i>Capacità termica [J/K]</i>
C_{acc}	<i>Capacità termica dell'accumulo [J_t or Wh_t]</i>
ρ	<i>Densità [kg/m³]</i>
He	<i>Elio</i>
h	<i>Entalpia specifica [J/kg]</i>
s	<i>Entropia specifica [J/(kg*K)]</i>
H_2	<i>Idrogeno (molecolare)</i>
G	<i>Irradianza o Radiazione [W/m^2]</i>
L	<i>Lavoro [J]</i>
l	<i>Lavoro specifico [J/kg]</i>
m_v	<i>Massa del vapore saturo secco [kg]</i>
m_l	<i>Massa del liquido [kg]</i>
m_{tot}	<i>Massa totale [kg]</i>
h_{st}	<i>Ore di utilizzo del calore dell'accumulo [h]</i>
O_2	<i>Ossigeno (molecolare)</i>
O_3	<i>Ozono</i>
\dot{m}	<i>Portata [kg/s]</i>
P_{th}	<i>Potenza termica [W_t]</i>
W	<i>Potenza meccanica [W]</i>
W_{el}	<i>Potenza elettrica [W_{el}]</i>

p	<i>Pressione [Pa or bar]</i>
C_g	<i>Rapporto geometrico di concentrazione [-]</i>
η	<i>Rendimento [-]</i>
T_f	<i>Temperatura finale [K]</i>
T_i	<i>Temperatura iniziale [K]</i>
T	<i>Temperatura [K]</i>
t	<i>tempo [s]</i>
X	<i>Titolo di vapore [-]</i>
$T.B.R.$	<i>Total Backwork Ratio [-]</i>
V	<i>Volume [m³]</i>
v	<i>Volume specifico [m³/kg]</i>

1 LA TRANSIZIONE ENERGETICA

1.1 L' uomo e l'energia

Nei primi due decenni del XXI secolo, in tutto il panorama mondiale, vi è stato un aumento progressivo delle politiche energetiche “Green”; e, spinti dalla diffusione mediatica, il tema dell'inquinamento e del cambiamento climatico sono diventati oggetto di discussione quotidiano. Questo perché lo sviluppo economico della popolazione ha portato negli anni ad un incremento sempre più rapido del consumo energetico, dovuto ad un miglioramento continuo della vita e alla necessità di raggiungimento della condizione di benessere. La diretta conseguenza del diventare sempre più energivori e dell'intensificarsi delle attività antropiche è stata quella di compromettere la biosfera in maniera irreversibile. È bene specificare che il cambiamento climatico e la parziale distruzione degli ecosistemi non sono dovuti propriamente all'aumento dei consumi, ma alle fonti maggiormente utilizzate per l'approvvigionamento energetico: i combustibili fossili. Perché è necessario sottolinearlo? Perché un maggiore impiego di risorse energetiche, in termini generici, non implica un effetto negativo sull'ambiente circostante se il tutto avviene nell'ottica dell'ecosostenibilità; invece, l'utilizzo di combustibili fossili come principale fonte ha avuto e continua ad avere un impatto devastante sul nostro pianeta proprio perché non sono risorse “pulite”.

Il consumo di energia ha iniziato ad aumentare vertiginosamente a partire dalla prima rivoluzione industriale, quando venne introdotta la macchina a vapore. Parlando in termini numerici, nel corso del XX secolo, l'utilizzo del carbone è cresciuto di 5 volte, quello del petrolio di 140 volte, quello di gas di 380 volte e infine quello di elettricità di oltre 500 volte (prova del fatto che l'uomo diventava e continua a diventare sempre più energivoro). Prendendo in considerazione dati più recenti, durante i primi due decenni del XXI secolo, il consumo di petrolio è incrementato del 35% e, un'ulteriore prova dell'utilizzo massiccio di queste risorse, è il fabbisogno energetico primario mondiale che, nel 2020, è stato fornito per oltre l'80% dai combustibili fossili [1]. Quali sono però le conseguenze? Globalmente si ha la combustione di circa 17 miliardi di tonnellate di combustibili fossili l'anno che comportano un'immissione di oltre 34 miliardi di tonnellate di CO₂ nell'atmosfera [1]. La molecola di CO₂ rimane stabile per secoli in atmosfera ed è una delle cause principali dell'effetto serra e di tutte le problematiche legate ad essa (surriscaldamento globale da cui lo scioglimento dei ghiacciai e delle calotte polari, intaccamento di alcuni ecosistemi). Nonostante gli effetti negativi delle attività antropiche non si limitino alle emissioni di gas serra, la presa di coscienza da parte della maggioranza dei cittadini riguardo alla “questione CO₂” l'ha resa oggetto di discussione

prioritario quando si parla di inquinamento. Dunque, trascurando ulteriori criticità (smog fotochimico, particolato atmosferico, emissioni di ossidi di azoto e di zolfo...) che ne conseguono dall'utilizzo di combustibili fossili e derivati, è sufficiente quanto detto fino ad adesso per giungere all'unica conclusione possibile: lo sfruttamento di tali risorse, nel medio e lungo termine, è assolutamente insostenibile. La non sostenibilità non è dovuta esclusivamente all'impatto ambientale e climatico causato dal loro utilizzo ma anche al fattore esaurimento. I combustibili fossili ad oggi sfruttati, si sono formati in passato attraverso processi naturali della durata di milioni di anni e proprio per tale motivo sono definiti una risorsa non rinnovabile (la formazione di ulteriori giacimenti è temporalmente incompatibile con la vita umana). L'intensificazione nell'uso di queste fonti ha portato ad una rapida riduzione dei giacimenti convenzionali a disposizione, a tal punto da spostare i mercati verso lo sfruttamento delle riserve non convenzionali, ovvero tecnologicamente ed economicamente meno sostenibili, perpetuando comunque il problema dell'imminente esaurimento delle risorse. Due ragioni che, seppure di non omogenea importanza e aventi un peso sociale differente, contribuiscono al pensiero comune di necessità di una strada alternativa ai combustibili fossili.

La crescita di una nazione e la dipendenza dal consumo energetico sono evidenti: una società più evoluta che beneficia di diversi comfort avrà conseguentemente una maggiore spesa energetica. Basta pensare al settore dei trasporti che comporta l'utilizzo di energia elettrica o di combustibili di alimentazione dei motori endotermici, oppure alla condizione di benessere nelle strutture sia pubbliche che private come la climatizzazione dell'aria, il riscaldamento degli edifici o la produzione di acqua calda sanitaria, per non parlare di tutti gli elettrodomestici o device elettronici che fanno parte della nostra quotidianità e vengono alimentati dalla corrente elettrica delle nostre case (con incidenze differenti sui consumi). Rinunciare alla condizione di agiatezza conferita dallo sviluppo tecnologico raggiunto fino ad oggi è qualcosa di impensabile; nessuno vorrebbe fare a meno di tutti quei vantaggi che migliorano le nostre vite e di conseguenza, nessuno vorrebbe ridurre la propria spesa energetica poiché questo comporterebbe l'abbandono (anche se parziale) del benessere. Ma quale è la soglia che delinea una miglioria dallo spreco? Ad esempio, il cittadino medio degli Stati Uniti consuma il doppio di energia primaria di un cittadino italiano pur mantenendo una mortalità infantile doppia rispetto a quella italiana (maggiore dispendio senza alcun effetto benefico) [1]. Mantenendosi al di sotto del valore limite si hanno però conseguenze positive per quanto riguarda la longevità e la qualità della vita; dunque, risulta necessario e ormai inevitabile garantire ai cittadini la fornitura energetica indispensabile per le loro esigenze.

È evidente che la necessità imprescindibile di risorse debba conciliarsi con i problemi ambientali-climatici precedentemente descritti, ed è per tale motivo che in molti Paesi si stanno incentivando, quanto più possibile, le politiche energetiche sostenibili, ormai da diversi decenni.

1.2 Gli Accordi sul clima: dal passato al futuro

La consapevolezza dei problemi ambientali e climatici causati dalle attività antropiche era stata parzialmente acquisita già nell'ultimo decennio del XX secolo, periodo in cui si stipularono i primi Accordi; ciononostante, globalmente, non si avesse piena coscienza dell'effettiva pericolosità dell'impatto umano sull'ecosistema (motivo per cui negli anni, in linea quantomeno generale, vi sarà un crescendo di rigidità in termini di limitazioni ed imposizioni).

Il primo Accordo si ebbe nel 1992 (entrata in vigore 21 marzo 1994) quando, in occasione della Conferenza sull'Ambiente e sullo Sviluppo delle Nazioni Unite, venne approvata la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici. Questa Convenzione prese il nome di Accordi di Rio (dal luogo di stipulazione quale Rio de Janeiro) e l'obiettivo ultimo fu quello di stabilizzare le concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera per raggiungere un livello tale da escludere le interferenze antropiche climalteranti [2]. Più precisamente, i Paesi industrializzati citati nell'Annesso I della Convenzione avevano l'obbligo di adottare misure di mitigazione nazionali, oltre quello di preparare e fornire continuamente informazioni dettagliate riguardanti le politiche, le misure da attuare e gli scenari di riduzione. Nonostante questo, non vi erano vincoli legali e non venivano imposti ai singoli Paesi firmatari limiti obbligatori riguardanti le emissioni di gas serra [2].

Nel 1997 venne adottato il celebre Protocollo di Kyoto. Il Protocollo si fondava sulla distinzione, già presente negli Accordi di Rio, fra Paesi sviluppati e Paesi in via di sviluppo, imponendo limitazioni solamente ai primi. Le nazioni industrializzate a cui era rivolto il Protocollo erano le stesse facenti parte dell'Annesso I della Convenzione sul clima e a queste veniva chiesto di raggiungere, per il periodo 2008-2012, l'obiettivo di riduzione di almeno il 5% delle emissioni complessive di gas serra rispetto ai valori del 1990. Inoltre, si richiedeva a ciascun Paese di non superare le quantità massime di emissione, sulla base delle quote assegnate. Il Protocollo di Kyoto non imponendo alcun obbligo alle nazioni in via di sviluppo, poiché non responsabili per prime della produzione di gas climalteranti, ha permesso a Paesi come l'India e la Cina, grandi emettitori di inquinanti, di avanzare indisturbate nel loro processo

di industrializzazione, con gravi ripercussioni ambientali tangibili oggi. Inoltre, gli Stati Uniti firmarono ma non ratificarono l'accordo, ulteriore aggravante per quanto riguarda l'efficacia del provvedimento preso (si stima che il 50% delle emissioni fossero attribuibili solamente a USA e Cina) [2].

Nacque quindi la necessità di indurre un numero maggiore di Stati a limitare le proprie emissioni inquinanti. Nel 2009 si tenne la Conferenza sui Cambiamenti Climatici a Copenaghen (COP15) durante la quale venne presa in considerazione l'istituzione di un Fondo Verde per il Clima. Il Fondo Verde prevedeva che i Paesi prendessero l'impegno di investire 30 miliardi di dollari tra il 2010 e il 2012 e fino a 100 miliardi di dollari all'anno a partire dal 2020 per finanziare opere di mitigazione e di adattamento ai cambiamenti climatici dei Paesi in via di sviluppo. Sempre durante il COP15 si ipotizzarono sistemi di monitoraggio, rendicontazione e verifica delle emissioni e dei contributi finanziari. Nonostante il contributo più oneroso fosse richiesto alle nazioni sviluppate, i Paesi in via di sviluppo (anch'essi grandi emettitori di gas climalteranti) si mostrarono intenzionati a contribuire alla mitigazione globale.

Tutte le proposte e gli impegni presentati durante la COP15 di Copenaghen vennero formalmente istituiti nella Conferenza successiva (COP16) tenutasi a Cancún nel 2011; durante la quale venne fissato l'obiettivo di contenere l'aumento della temperatura al di sotto dei 2° C. Per raggiungere tale scopo era necessaria, da parte di tutti gli Stati, un'ingente riduzione dell'emissioni di inquinanti; associata ad una revisione periodica dei traguardi prefissati, effettuata tramite analisi e consultazioni da parte di una commissione di esperti [2].

Per quanto riguarda esclusivamente il panorama europeo, nel 2009, venne definito il "Piano 20 20 20", con validità nel periodo successivo al Protocollo di Kyoto (la cui scadenza era nel 2012), ovvero dal 2013 al 2020. Venne chiamato così (oppure "pacchetto clima-energia 20 20 20") poiché gli obiettivi, da perseguire entro il 2020, erano tre: ridurre le emissioni di gas serra del 20%, aumentare fino al 20% la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e infine, avere un risparmio del 20% del fabbisogno di energia europeo [3].

Trascorsi tre anni dalla scadenza del Protocollo di Kyoto, nel 2015, si tenne la Conferenza sui Cambiamenti Climatici di Parigi, che portò alla produzione di due documenti: la decisione della COP (COP Decision) e l'Accordo di Parigi. Il secondo dei due è un trattato internazionale giuridicamente vincolante, il primo no; contiene invece iniziative attuabili dagli Stati prima del 2020, in preparazione all'entrata in vigore dell'Accordo. Quest'ultimo prevede differenti obiettivi, tra cui tre direttive riguardanti strettamente l'ambito climatico. La prima ha come fine quello di limitare l'aumento della temperatura globale al di sotto dei 2° C, con l'impegno

da parte degli Stati di ottenere, operando attivamente, un'ulteriore riduzione della soglia a 1,5° C rispetto ai livelli preindustriali (ritenuta di difficile raggiungimento eccetto i casi in cui si attuino cambiamenti radicali nel sistema di produzione e in quello economico). La seconda riguarda le capacità di adattamento agli effetti negativi dei cambiamenti climatici; quindi, il sapersi adeguare correttamente nonostante i danni apportati all'ecosistema. Vi è inoltre la promozione di uno sviluppo resiliente al clima e alle basse emissioni di gas ad effetto serra sia in termini effettivi (seconda direttiva) che di coerenza dei flussi finanziari (terza direttiva). I Paesi al momento della ratifica, e successivamente ogni cinque anni, saranno tenuti a presentare e aggiornare l'insieme di azioni e contributi volti ad attenuare le emissioni di gas serra e al perseguimento degli obiettivi globali, progredendo sempre più rispetto ai risultati ottenuti precedentemente e operando continuamente nella trasparenza. La differenza sostanziale rispetto al Protocollo di Kyoto riguarda la partecipazione universale dei Paesi e la sussistenza dei medesimi obblighi tra Paesi sviluppati e in via di sviluppo; inoltre, i contributi delle singole nazioni vengono stabiliti in base alle emissioni passate, alle disponibilità economiche e alle risorse tecnologiche, diventando vincolanti solamente al momento della ratifica. Un'altra caratteristica riguardo l'Accordo di Parigi è quella per cui non è prevista alcuna sanzione, agli Stati Parte, in caso di inadempimento degli impegni nazionali stabiliti, bensì è concesso il ritiro dall'Accordo dopo tre anni dalla sua entrata in vigore, evitando così la presentazione di soli obiettivi facilmente realizzabili e garantendo quindi una maggiore efficacia dell'Accordo stesso [2].

Spostandosi nuovamente in un panorama più ristretto, tra il 2019 e il 2020, la Commissione europea ha sviluppato ed approvato il Green Deal Europeo, ovvero un insieme di iniziative politiche ambiziose da realizzare nei prossimi decenni. L'obiettivo primario del Patto Verde è quello di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, ovvero eliminare ogni molecola di CO₂ residua che produrremo, ottenere un netto di emissioni di gas serra pari a zero entro i prossimi trent'anni. Un altro fine, questa volta da portare a termine entro il 2030, riguarda l'abbattimento di emissioni climalteranti del 55% rispetto al 1990. L'intenzione, espressa senza tecnicismi, è chiara: effettuare la completa transizione alle energie rinnovabili in soli tre decenni [1] [4].

1.3 Le risorse alternative ai combustibili fossili

I combustibili fossili sono stati una risorsa energetica preziosa che ha permesso parte del progresso tecnologico e della crescita economica globale. Nonostante siano attualmente ancora utilizzati, essi dovranno essere sostituiti completamente poiché (oltre all'inevitabile e naturale esaurimento) il loro sfruttamento non è più sostenibile in termini di impatto ambientale e climatico. Il fabbisogno energetico dovrà quindi essere totalmente fornito da risorse alternative (rinnovabili o esauribili) e da vettori energetici come l'idrogeno; in grado di garantire il fabbisogno eliminando le emissioni di CO₂.

- **Nucleare**

L'energia derivante dai combustibili nucleari (unica fonte esauribile non fossile) può essere prodotta attraverso due reazioni chimico-fisiche: la fissione e la fusione. Le tecnologie riguardanti la fusione nucleare sono attualmente ancora in fase sperimentale (non esistono oggi reattori a fusione in grado di produrre potenza elettrica), mentre la fissione nucleare viene utilizzata da quasi settant'anni ed è un settore in continua evoluzione e progressione. Quest'ultima presenta contemporaneamente aspetti positivi e svantaggi. Il più importante dei primi è sicuramente quello di non avere alcuna emissione di anidride carbonica; inoltre è un fenomeno che si sviluppa attraverso una reazione a catena e dunque si autosostiene una volta raggiunta la criticità (termine tecnico che indica una situazione in cui il numero di neutroni prodotti rimane costante nel tempo) [5]. Gli aspetti negativi sono legati alla radioattività e riguardano: l'elevato rischio nel caso di situazioni incidentali (sia per l'uomo che per l'ambiente circostante) ed i prodotti di reazione radioattivi a lungo tempo di decadimento che devono essere smaltiti seguendo protocolli precisi (scorie radioattive). La conversione del calore, prodotto dalla reazione, ad energia elettrica avviene attraverso un ciclo di potenza. Il nucleare a fissione, dati i motivi sopra elencati, gli ingenti costi e la sua natura esauribile, non potrà essere protagonista di un futuro energeticamente sostenibile ma ricopre e continuerà a ricoprire un ruolo fondamentale di ausilio nella fase intermedia di transizione energetica (La fusione nucleare ha un potenziale maggiore, presenta rischi minori e comporta un impatto ambientale più basso; tuttavia, considerando lo scenario più ottimistico, le prime centrali saranno operative alla fine del periodo prefissato per effettuare la transizione).

I combustibili nucleari e fossili sono le uniche risorse energetiche esauribili, tutte le altre fonti appartengono alla famiglia delle risorse rinnovabili, le quali, si auspica, saranno le uniche protagoniste della produzione energetica nel prossimo futuro. I settori principali sono:

geotermico, eolico, idroelettrico, solare, marino e le biomasse; vi è poi un importante vettore energetico che è l'idrogeno.

- **Idrogeno**

L'idrogeno non è direttamente presente in natura nella sua forma molecolare, utilizzabile per generare energia, e proprio per questo motivo non è assimilabile ad una fonte, bensì ad un vettore. La produzione di energia avviene grazie alle celle a combustibile, strutture dove un combustibile (principalmente idrogeno molecolare ma in alcune tipologie anche monossido di carbonio) e un ossidante (ossigeno contenuto nell'aria) si ricombinano e danno luogo a energia elettrica, termica ed un prodotto di scarto quale l'acqua (nella quasi totalità delle celle). La reazione elettrochimica che porta alla formazione del composto finale prevede prima la rottura di una delle due molecole (ossigeno o idrogeno a seconda del tipo di cella) ed il passaggio forzato in percorsi separati di ioni positivi (protoni) e ioni negativi (elettroni), permettendo (con la connessione ad un carico e dunque la chiusura del circuito) la generazione di corrente elettrica. L'idrogeno deve essere prima prodotto per poi essere sfruttato, e l'unico modo per ottenerlo è separandolo dagli atomi degli elementi con cui è legato (in natura è presente solamente in composti come l'acqua e non in forma molecolare quale H_2). Le due tecnologie principali sono lo steam reforming, separazione dell'idrogeno dal metano o da altri idrocarburi, e l'elettrolisi dell'acqua, scissione della molecola di H_2O con ottenimento dei due singoli elementi. Sfruttando la seconda e alimentando il processo con la corrente generata da risorse rinnovabili si ottiene l'idrogeno "verde" ovvero la forma più pulita possibile (per esempio, se si utilizza l'elettricità di una centrale termoelettrica fossile, si definisce idrogeno "nero" a causa della mancanza di sostenibilità nella produzione).

- **Geotermico**

Il geotermico si suddivide in geotermico a bassa entalpia e ad alta entalpia. Il primo di questi riguarda lo sfruttamento, attraverso una pompa di calore, della potenza termica contenuta nel primo strato di sottosuolo, non permettendo come scopo quello dell'alimentazione di un ciclo di potenza (limite termodinamico). I fini sono vari, dal riscaldamento alla climatizzazione alla produzione di acqua calda sanitaria; e la sua applicazione è universale poiché non vi sono grandi vincoli fisici (ogni primo strato del sottosuolo della crosta terrestre racchiude calore a bassa temperatura al suo interno). La geotermia ad alta entalpia invece, prevede lo sfruttamento del calore ad alta temperatura contenuto in particolari riserve geotermiche non uniformemente

distribuite sulla superficie terrestre. Quest'ultime si sono formate sotto determinate condizioni geologiche, come vulcanismo e/o fratture tettoniche [6] [7]; presentano caratteristiche ben definite (sorgente di calore, serbatoio e barriera [6]) e permettono lo sfruttamento del calore a temperature elevate a pochi chilometri dal suolo (normalmente la potenza termica ad alto contenuto energetico si trova a profondità tali da impedirne il raggiungimento tramite perforazione e di conseguenza da renderne impossibile l'utilizzo). La potenza termica viene estratta attraverso i fluidi geotermici, acqua meteorica che penetra nel sottosuolo, assorbe calore a contatto con le rocce calde (a loro volta situate vicino alla sorgente) e forma acquiferi ad alta temperatura (anche oltre 300°C) [7]. Generalmente tali acquiferi, oltre all'acqua in fase liquida, possono contenere acqua in fase vapore ad elevato contenuto energetico che può essere sfruttato per la produzione di energia elettrica attraverso turbine e generatori (ciclo di potenza). Altri utilizzi non prevedono la conversione e si limitano all'impiego del calore per processi industriali, applicazioni nel settore dell'agricoltura, teleriscaldamento o ancora per attività ricreative quali le terme [6]. Il geotermico ad alta entalpia (unico dei due rami che prevede la produzione di energia elettrica) è una fonte dall'alto potenziale (consente anche l'accumulo grazie alle riserve nel sottosuolo), tuttavia data la sua natura fortemente dipendente dalla geologia del territorio, il suo sfruttamento è confinato ai soli siti che lo permettono, ponendo di fatto un grosso limite.

- **Eolico**

Un'altra importante risorsa presente sul nostro pianeta è costituita dal vento. Fin dall'antichità l'energia del vento è stata sfruttata per la propulsione delle imbarcazioni a vela e, successivamente, per l'azionamento dei mulini. Nell'epoca contemporanea l'energia eolica ha cominciato ad essere impiegata per la generazione elettrica, resa possibile attraverso le turbine eoliche. Esistono differenti tipologie di turbine, sia ad asse verticale, di minore impiego a causa dell'efficienza più bassa, che ad asse orizzontale dal numero di pale variabile. Attualmente la più utilizzata e commercializzata è la turbina ad asse orizzontale tripala che garantisce maggiore efficienza e più silenziosità (anche se alcuni costruttori perseguono la strada del rotore bipala che ha il vantaggio di essere più leggero) [10]. L'aerogeneratore è sostenuto da una torre ancorata al terreno, oppure al fondale marino in caso di applicazione off-shore. Il funzionamento e la successiva conversione ad energia elettrica avvengono con tecnologie differenti che possono essere: a velocità variabile o a velocità costante. Nei sistemi a velocità costante rientrano le turbine eoliche dotate di generatori asincroni; interposto tra rotore e generatore vi è un moltiplicatore di giri che collega i due alberi e trasforma la rotazione lenta del rotore in una rotazione veloce adatta al generatore. Nei sistemi a velocità variabile invece,

l'albero della turbina è direttamente connesso ad un generatore sincrono a magneti permanenti; e, per far sì che il generatore sia disaccoppiato dalla rete a frequenza costante, si ricorre all'utilizzo dell'elettronica di potenza (a valle del generatore si inseriscono un raddrizzatore di corrente per stabilizzare la tensione generata a frequenza variabile, seguito da un inverter per produrre potenza alternata a frequenza costante) [11]. Le tecnologie descritte non sono le uniche soluzioni possibili, per esempio vi è anche l'impiego della macchina asincrona per turbine a velocità variabile. Oltre al settore eolico convenzionale ve ne sono altri due: eolico di piccola taglia ("minieolico" e "microeolico") e l'eolico ad alta quota. Il secondo è ancora in fase di sviluppo e i progetti sono allo stadio di prototipo o pre-commerciale. L'obiettivo principale è quello di sfruttare la forza del vento abbattendo gli elevati costi di una torre di sostegno. Lo si può attuare servendosi di tecnologie (come i droni) per garantire una sospensione sicura in grado di mantenere le turbine a centinaia di metri da terra, oppure attraverso appositi aquiloni in grado di catturare la potenza ventosa [12]. L'eolico di piccola taglia viene invece impiegato per uso domestico o per integrare il consumo elettrico di piccole attività economiche. Il suo livello di sviluppo è già alla fase di commercializzazione e si tratta di impianti adattabili, che riescono a sfruttare sia venti deboli sia forti. Tuttavia, i prezzi di installazione risultano elevati e in quasi tutta Europa non vi sono normative che ne sostengono la diffusione [12]. Per quanto concerne il ramo standard, è molto apprezzata l'energia eolica poiché si tratta di una risorsa rinnovabile, gratuita, disponibile localmente e in grado di generare potenza elettrica senza alcuna emissione inquinante; con costi dell'energia simili alle fonti convenzionali. Dall'altra parte bisogna tenere conto che, una volta individuate le aree maggiormente predisposte per lo sfruttamento della potenza del vento (attraverso indagini anemologiche e in sito), queste, non appena concluso l'impianto, saranno soggette ad inquinamento acustico (necessaria lontananza dalle abitazioni) e visivo (impatto paesaggistico). Inoltre, c'è da considerare che la taglia delle turbine sarà influenzata dalle caratteristiche del territorio e dall'adeguatezza delle infrastrutture per il trasporto e il montaggio (vincolo dimensionale). Le problematiche centrali rimangono comunque: la marcata aleatorietà ed intermittenza della fonte (il vento non è d'intensità costante e perennemente disponibile); la forte dipendenza dalla velocità del flusso d'aria (la produzione energetica avviene in un range di velocità del vento fuori dal quale è necessario fermare la turbina per preservarne l'integrità); e l'impossibilità di accumulo se non attraverso batterie (sistema di stoccaggio non efficiente) [10].

- **Idroelettrico**

I Greci e i Romani furono tra le prime civiltà a ricorrere alla potenza dell'acqua, anche se ne usufruirono solamente per azionare mulini atti a macinare il grano. Nell'epoca medievale venne poi sviluppata la ruota idraulica, fino ad arrivare alle moderne turbine idrauliche di cui oggi disponiamo. Gli impianti idroelettrici si distinguono in tre principali tipologie: gli impianti ad acqua fluente, gli impianti a serbatoio e gli impianti di pompaggio (gli impianti mareomotrici verranno discussi nel prossimo paragrafo poiché riguardanti l'energia marina) [10]. Il principio di funzionamento è comune a tutte e tre le categorie e consiste nell'usufruire dell'energia potenziale dell'acqua, disponibile ad una certa quota, per convertirla prima in energia cinetica (più comunemente facendo fluire l'acqua attraverso condotte forzate) e successivamente in energia meccanica, grazie all'utilizzo delle turbine idrauliche (a loro volta accoppiate con i generatori adibiti alla conversione ad energia elettrica). Gli impianti ad acqua fluente e quelli a serbatoio scaricano a valle della centrale, l'acqua precedentemente captata a monte dopo che quest'ultima ha attraversato il corpo turbine. Il flusso viene eventualmente utilizzato per salti successivi (ulteriori impianti posizionati ad un livello inferiore), ma non è previsto nuovamente l'impiego del medesimo, sfruttando l'utilizzo di pompe (il flusso d'acqua una volta percorse le turbine, fluisce a valle e non viene più sfruttato). Gli impianti di pompaggio invece, hanno la funzione di accumulare in un serbatoio a quota elevata l'acqua prelevata da uno o più serbatoi a quota inferiore [10]. In quest'ultimo caso l'energia utilizzata nella fase di pompaggio (ore notturne) è energia di supero di centrali ad acqua fluente e di centrali termiche o nucleari [10]; ma, non si ha da escludere l'utilizzo degli eccessi di produzione da pannelli fotovoltaici o turbine eoliche per l'alimentazione delle pompe (individuando dove questa tipologia di sistemi combinati sia realizzabile). Il settore idroelettrico è economicamente vantaggioso, consente la possibilità di accumulo negli impianti di pompaggio e presenta benefici intrinseci come le dighe, che regolano il flusso dell'acqua impedendo inondazioni. Vi sono però aspetti negativi non trascurabili, tra cui, l'impatto visivo dovuto alle opere di sbarramento, l'impatto sulla flora e la fauna, la deturpazione dell'ambiente e le possibili opere di disboscamento.

- **Marino**

La potenza elettrica può essere estratta dal mare attraverso differenti modalità, vi sono tecnologie che utilizzano l'acqua marina come forza motrice oppure sfruttano il suo potenziale termico o chimico. È possibile distinguere cinque fonti: le correnti, le maree, il moto ondoso, il gradiente di temperatura e il gradiente salino [8]. Il principio di funzionamento che permette di ottenere energia dalle correnti marine è molto simile a quello utilizzato in campo eolico, le

masse d'acqua in movimento producono energia cinetica che verrà convertita in meccanica (e successivamente elettrica) grazie all'utilizzo di turbine ad asse orizzontale o verticale [9]. Vi è poi l'azione gravitazionale della luna e del sole che provoca l'innalzamento e l'abbassamento del livello del mare (fenomeno delle maree); quando il dislivello è sufficientemente significativo, è possibile sfruttarlo per originare potenza. L'energia mareomotrice può essere impiegata per generare energia elettrica attraverso diverse tecnologie: il sollevamento di un peso in contrapposizione alla forza di gravità, la compressione d'aria in alcuni cassoni seguita dalla movimentazione di turbine, il movimento di ruote a pale, il riempimento e successivo svuotamento di bacini con passaggio in turbine [9]. Un ulteriore impiego del mare come forza motrice consiste nello sfruttare l'energia potenziale e cinetica delle onde. I sistemi tramite i quali è possibile convertire l'energia del moto ondoso in energia elettrica sono molteplici. Le Oscillating Water Columns (OWC) sono strutture parzialmente sommerse con camere, esterna e interna, comunicanti. Garantendo il cambiamento del livello dell'acqua dovuto all'azione del moto ondoso è possibile la compressione di una massa d'aria successivamente espandibile in turbina (trasformata in energia elettrica tramite generatore). Gli Overtopping Devices sono strutture galleggianti aventi serbatoi riempiti tramite il movimento delle onde. La turbina viene azionata grazie alla differenza di energia potenziale dovuta al flusso di acqua forzata. Infine, gli Oscillating bodies sono corpi che possono essere galleggianti o immersi. L'azionamento, tramite il moto ondoso, di un giroscopio, permette la conversione da energia meccanica ad elettrica, grazie anche ad un generatore installato all'interno del dispositivo [9]. Le restanti due fonti invece, sfruttano gradienti termici e chimici e non più la forza motrice marina. La prima prevede l'impiego di un fluido termovettore con un processo analogo a quello di una centrale termoelettrica a vapore o a gas; tuttavia, l'assorbimento e la cessione di calore avvengono grazie al gradiente termico presente tra temperatura superficiale e temperatura in profondità (energia talassotermica). Il fluido, appositamente selezionato, viene fatto evaporare utilizzando il calore dell'acqua in superficie e una volta compiuto il ciclo viene condensato in profondità, dove l'acqua è più fredda (il fluido deve essere scelto in modo tale da avere temperature di evaporazione e condensazione termodinamicamente compatibili con la temperatura dell'acqua nella zona di interesse) [9]. L'ultimo metodo sfrutta il gradiente chimico dovuto alla differenza nella concentrazione di sale tra acqua dolce (o salmastra) e acqua di mare. Quando i due liquidi si miscelano, si forma una corrente ionica avente l'obiettivo di bilanciare la concentrazione salina tra le due masse d'acqua a contatto (l'acqua salata ha una concentrazione alta di ioni positivi e ioni negativi, quella dolce no). Grazie all'inserimento di una membrana interposta fra le due masse si ha la possibilità di controllare sia il processo che la direzione di passaggio degli

ioni. Alternando tra di loro acqua dolce e salata, si accentua il passaggio degli ioni che generano una corrente, convertibile in energia elettrica tramite il flusso di elettroni [9]. È necessario specificare che alcune di queste risorse sono disponibili a livello globale, come il grado di salinità o la forza motrice delle correnti, mentre altre sono circoscritte ad aree precise, quali il gradiente termico principalmente presente ai tropici o il moto ondoso che riguarda le zone a media latitudine. E se la distribuzione delle fonti è un primo vincolo, un altro di cui tenere conto è la continuità nella produzione: l'energia da gradiente termico e chimico o quella mareomotrice garantiscono una continuità nella generazione di energia mentre altre sono soggette ad un'alta variabilità temporale [8] (vi è anche il problema dell'esposizione degli impianti tecnologici che sono immersi nelle acque marine [1]). Numerosi progetti, nell'ambito dell'energia da moto ondoso e delle maree, hanno dimostrato l'applicabilità in condizioni operative gravose, raggiungendo la fase di prototipo dimostrativo ma mai quella di commercializzazione (gli sbarramenti di marea rappresentavano l'unica tecnologia in uso che commercializzava l'energia prodotta-dati del 2011) [8]. L'energia marina è dunque un settore con vaste possibilità di produzione energetica ma non ancora abbastanza sviluppato da garantirne un'affermazione sul mercato; difatti, oltre all'ancora precoce fase sperimentale o dimostrativa della maggior parte dei progetti, il contributo attuale dell'energia dal mare alla produzione elettrica globale è pressoché trascurabile (dati 2020) [9].

- **Biomasse e Bioenergia**

La bioenergia è un importante ramo delle risorse rinnovabili dove oltre alla produzione di energia elettrica e calore vi è anche quella di biocombustibili, principalmente destinati al settore dei trasporti. La fonte primaria sono le biomasse, ovvero la materia organica, terrestre e marina, prevalentemente vegetale, sia spontanea che coltivata dall'uomo. Le biomasse possono essere suddivise in quattro categorie: residui forestali dell'industria del legno, residui agroalimentari, sottoprodotti agricoli e colture energetiche (coltivazioni specifiche per la generazione elettrica o produzione di biocombustibili) [10]. Uno degli impieghi energetici delle biomasse è la combustione diretta per la produzione di calore. Il calore potrà poi essere utilizzato per riscaldamento domestico, civile e industriale oppure per la generazione di vapore e la conseguente produzione di energia elettrica attraverso un ciclo di potenza (eventualmente è possibile sfruttare il vapore come semplice forza motrice). Una strada alternativa all'impiego diretto della materia organica è la trasformazione della stessa (più precisamente di una frazione adatta di essa) con l'ottenimento di combustibili. Due metodi per attuarla sono la gassificazione e la pirolisi, entrambi sono processi termochimici di decomposizione molecolare, con la differenza che il secondo avviene in totale assenza di ossigeno mentre il primo opera in presenza

di piccole quantità di ossidante. I combustibili ottenuti (syngas, olio di pirolisi...) dipendono dalla temperatura e dalla quantità di ossigeno, se presente, e possono essere utilizzati per la generazione di energia elettrica (o semplice energia termica) oppure nel settore dei trasporti. Una terza opzione consiste nell'utilizzo delle biomasse (compresi reflui zootecnici o frazione organica di rifiuti urbani) per la produzione di biogas mediante digestione anaerobica; ovvero la degradazione della sostanza organica effettuata grazie a microrganismi in condizione di totale assenza di ossigeno. Ottenuto il prodotto finale, biogas, gli impieghi possibili sono tre: generazione di calore, di elettricità o conversione in biometano. La combustione delle biomasse, rispetto alle fonti citate in precedenza, comporta l'emissione di CO₂; tuttavia, se la materia organica proviene da una coltivazione sostenibile, non vi è un aumento del tasso di anidride carbonica in atmosfera, questo perché il quantitativo liberato è pari a quello che verrà riassorbito durante il processo di crescita delle biomasse vegetali [14]. Pianificando, dunque, la produzione e l'utilizzo di materia organica in maniera ciclica si ottiene una risorsa rinnovabile ed ecosostenibile ad emissioni di gas serra neutre, anche se non nulle (ciclo della CO₂ chiuso). Le biomasse permettono una generazione continua di energia o di calore, senza doversi scontrare con il problema dell'intermittenza o dell'aleatorietà tipico dell'eolico e del solare, inoltre consentono l'accumulo grazie allo stoccaggio di materia prima o, una volta prodotto, di biocombustibile. In contrapposizione vi sono alcuni aspetti negativi quali: bassa densità energetica con conseguente necessità di vaste aree di coltivazione, produzione annua non costante, richiesta di utilizzo di fertilizzanti e problemi logistici legati alla fornitura della risorsa.

- **Solare**

L'energia solare costituisce uno degli ambiti più vasti; anche grazie alla diversificazione nello sfruttamento del Sole come risorsa e alle svariate tecnologie sviluppatesi negli anni, sia a livello domestico ed edile che di grandi impianti di produzione. Essendo protagonista diretto del nostro studio, è corretto citarlo per completezza; tuttavia, verrà trattato nel dettaglio nei capitoli successivi.

Una lunga premessa atta a sottolineare l'importanza della sempre più necessaria transizione energetica e ad inquadrare in maniera sintetica i mezzi tramite cui effettuarla (nessuna fonte è stata trattata nel dettaglio). L'innovazione in ambito energetico la si vede appunto dal crescente numero di investimenti nel settore rinnovabile, dalla sperimentazione e ricerca di nuove tecnologie e dalla progettazione di sistemi sempre più all'avanguardia e orientati verso

l'ecosostenibilità. Sarebbe più corretto parlare di fonti alternative e non solo rinnovabili, includendo anche il nucleare (fonte di ausilio non indifferente), tuttavia circoscrivendo il discorso alla sola Italia ha poco senso poiché il nucleare è stato abrogato con il referendum del 2011.

Consultando i dati relativi al consumo interno lordo di energia elettrica (al netto dei pompaggi) forniti dalla società italiana Terna [15], si può evincere la ripartizione della produzione di energia tra le varie fonti. Nel 2020 la generazione elettrica nella nostra nazione è stata così suddivisa: 52.0% centrali termoelettriche da fonte fossile, 15.3 %, idroelettrico, 1.9% geotermico, 6.0% eolico, 8.0% fotovoltaico, 6.3% bioenergie; infine, vi è una quota del 10.4% che corrisponde al saldo estero. Trascurando le bioenergie che, se utilizzate seguendo un'ottica sostenibile, sono da considerarsi a emissioni neutre ma non nulle, le fonti più gettonate sono eolico, fotovoltaico ed idroelettrico. Mentre l'energia solare si manifesta nella quasi totalità della superficie globale e i venti in buona parte di essa, l'idroelettrico è circoscritto alle zone con corsi d'acqua che presentano salti rilevanti, oppure zone in cui sia possibile realizzare un impianto di pompaggio idoneo (minore distribuzione a livello di superficie terrestre). Va specificato che l'energia eolica e solare, nonostante la larga ripartizione a livello mondiale, non consentono lo sfruttamento in ogni luogo in cui si manifestano (la fonte energetica può non essere sufficiente per la produzione); tuttavia, sono sicuramente meno localizzate dell'idroelettrico (o ancor peggio, del geotermico) e dunque con uno spettro di utilizzo più ampio.

Si tende a parlare sempre di fotovoltaico quando ci si riferisce alla produzione energetica da fonte solare, questo perché è la tecnologia più utilizzata, anche se non l'unica e, esattamente come l'eolico, presenta un enorme problema legato all'accumulo. Entrambi i sistemi, infatti, data la difficoltà di stoccaggio se non con ingenti costi (eccetto le batterie, che tendenzialmente non presentano capacità consistenti) comportano l'inconciliabilità fra domanda ed offerta (produzione e richiesta di energia elettrica). Per ovviare la problematica, perseguendo comunque lo sfruttamento della fonte solare, è essenziale considerare le altre tecnologie.

La concentrazione solare o CSP è un'alternativa vantaggiosa al fotovoltaico dal punto di vista dell'accumulo. Facendo convergere i raggi solari ad un assorbitore si trasmette l'energia termica ad un fluido, così facendo lo stoccaggio risulta semplificato (stoccaggio termico e non elettrico). La conversione ad energia elettrica implica necessariamente l'impiego di un impianto di potenza, con un costo non irrilevante; proprio per tale motivo e grazie alla capacità produrre

calore ad alta temperatura, la tecnologia a concentrazione viene tendenzialmente impiegata in impianti di grossa taglia.

Sebbene l'aspetto economico favorisca il fotovoltaico per quanto concerne i sistemi domestici o di piccola dimensione; è possibile, attraverso opportune soluzioni, sfruttare il CSP anche quando si ha produzione di calore a bassa temperatura (condizioni non ottimali). Una di queste consiste nell'impiego di fluidi organici in un ciclo Rankine per produrre potenza (detto ciclo Rankine organico o ORC). I fluidi organici, a differenza del vapore, presentano caratteristiche chimico-fisiche adeguate alle basse temperature, quali ad esempio un punto di ebollizione minore.

Il suddetto elaborato tratta lo studio di fattibilità di un impianto di piccola taglia, il cui fluido di lavoro organico è alimentato da un sistema a concentrazione solare. Nella prima parte (bibliografica) verranno presentati i due settori, prima in termini generali, successivamente approfondendo gli argomenti più utili e più interessanti per l'analisi. La seconda parte comprende lo studio effettivo e verrà effettuato grazie all'ausilio di software per la modellazione e simulazione di sistemi (con opportune ipotesi iniziali) e partendo da dati meteorologici concreti raccolti nella località di Torino.

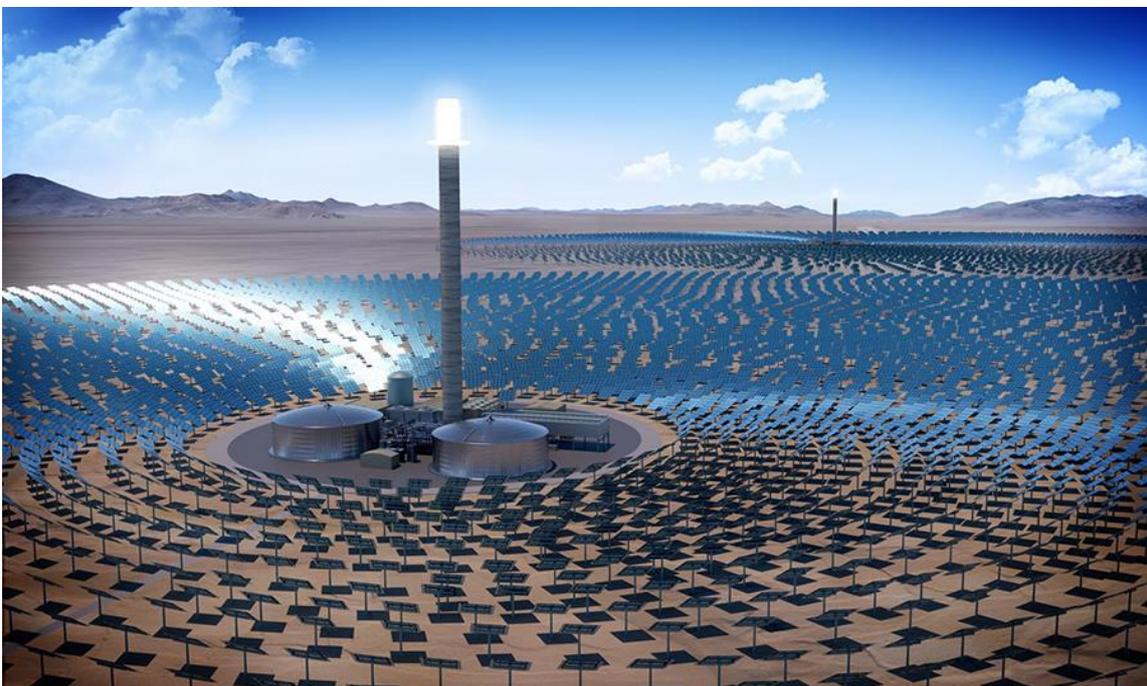


Figura 1- Esempio di impianto a concentrazione solare [16]

2 ENERGIA SOLARE: TECNOLOGIE CSP

2.1 Il Sole e l'Irradianza solare

Il sole è la stella madre del nostro sistema solare, attorno al quale orbita la Terra, gli altri sette pianeti principali, i pianeti nani, i satelliti ed ulteriori corpi celesti minori. È costituito per la maggior parte da due elementi: l'Idrogeno (circa 74% in massa) e l'Elio (circa 24-25% in massa), al quale si aggiungono altri elementi più pesanti presenti in tracce [17]. La sua struttura è composta da involucri concentrici stratificati aventi temperatura e densità decrescenti spostandosi dal centro verso l'esterno (eccezione fatta per la temperatura dello strato più esterno, la corona, che è dell'ordine di grandezza di quella dello strato più interno, il nucleo). L'interno del sole è formato dal nucleo, luogo in cui avvengono reazioni nucleari di fusione di atomi di idrogeno, con la conseguente liberazione di enormi quantità di energia. L'energia si propaga per irraggiamento nella zona immediatamente adiacente al nucleo (zona radiativa), e per convezione nella zona successiva (zona convettiva). Vi è poi la parte visibile del sole, la fotosfera, che ha una temperatura di circa 5778 K e da cui partono le radiazioni solari verso gli altri corpi celesti. Lo strato più esterno corrisponde all'atmosfera solare, suddivisibile in cromosfera e corona; entrambi visibili esclusivamente durante le eclissi solari [18].

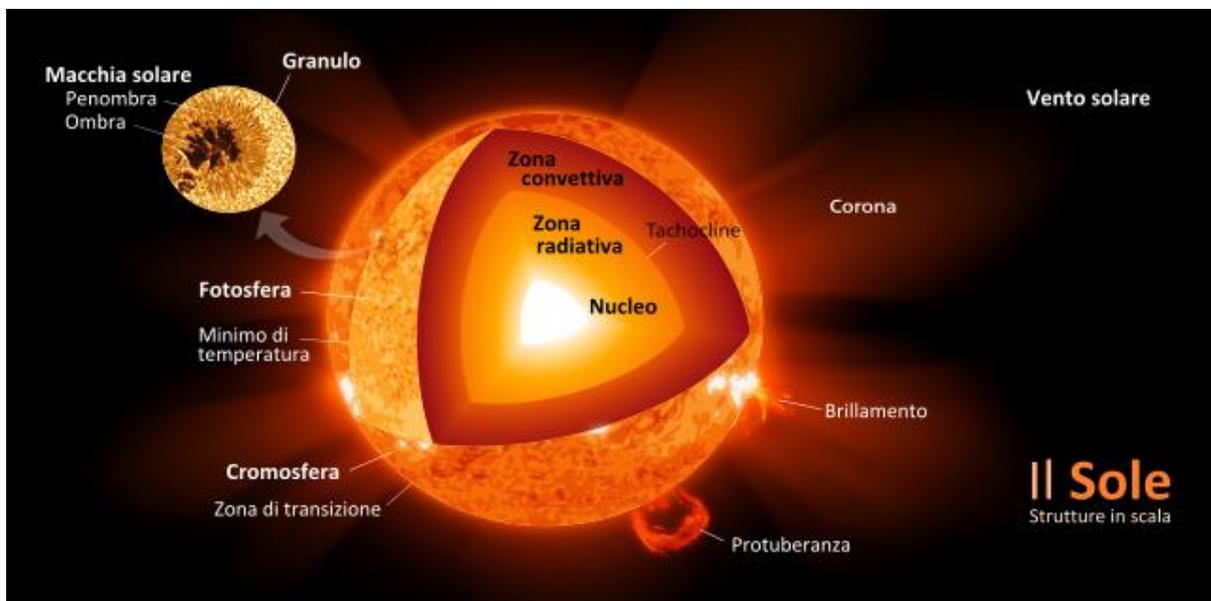


Figura 2- Struttura stratificata del Sole [17]

Il sole diffonde la sua energia nello spazio sia attraverso il vento solare (flusso di particelle cariche emanato dalla corona solare), sia sotto forma di radiazione elettromagnetica emessa dalla fotosfera. Quest'ultima è la componente di maggiore interesse poiché costituisce la fonte di tutte le tecnologie solari sfruttate dall'uomo.

La radiazione solare ha una lunghezza d'onda compresa fra 0,2 e 3 μm [10], ed interessa solamente tre regioni dello spettro elettromagnetico: la luce visibile nella sua interezza e parte delle regioni dell'infrarosso e dell'ultravioletto. La radiazione emessa come luce visibile e come infrarossi ha consentito e consente tuttora lo sviluppo della vita sulla Terra, fornendo l'energia necessaria per l'attivazione dei principali meccanismi di base (per esempio la fotosintesi delle piante), oltre alla regolazione del clima e della maggioranza dei fenomeni meteorologici [17].

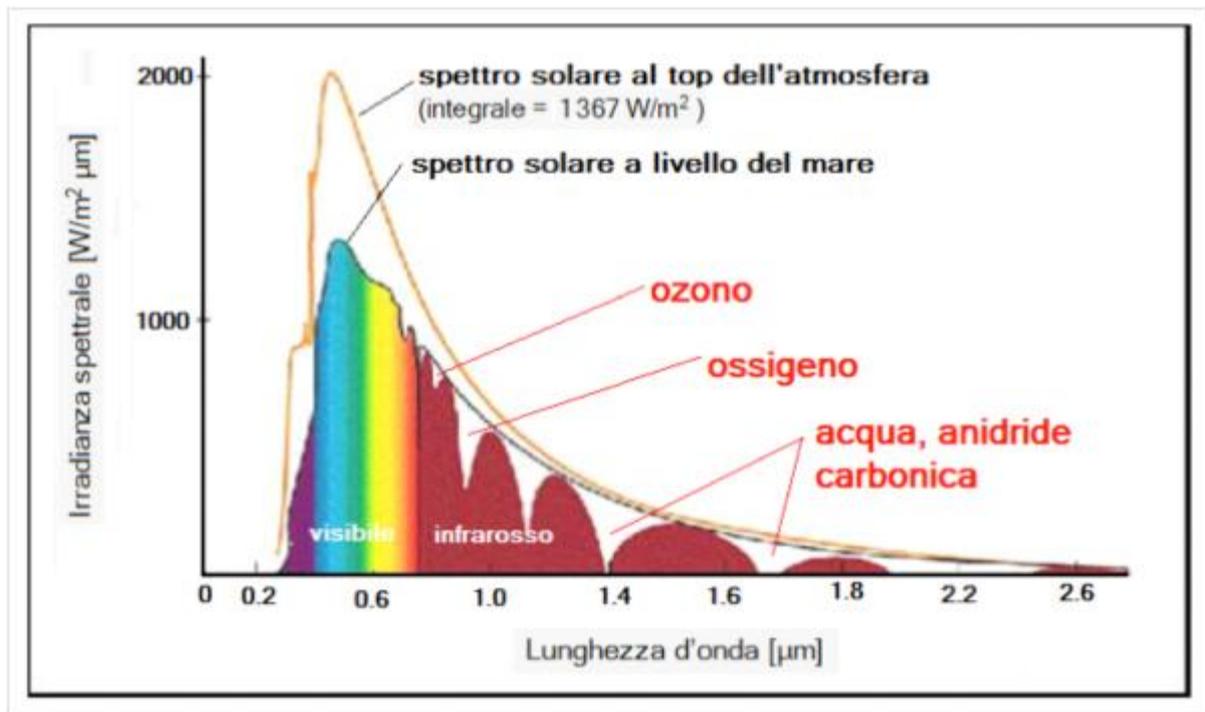


Figura 3- Spettro di emissione solare; Fonte: ENEA

Come si può evincere dall'immagine, l'irradianza solare, energia termica radiante su unità di superficie, varia notevolmente se si considera il livello superficiale (livello del mare) o una porzione di spazio al di sopra dello strato più alto dell'atmosfera. Questo è dovuto all'attenuazione da parte di quest'ultima; infatti, il flusso di energia radiante solare extraatmosferico equivale a circa $1,37 \text{ kW/m}^2$ con variazioni stagionali del 6,8 % [10]; mentre sulla superficie terrestre può arrivare al massimo a valori quali $1-1,05 \text{ kW/m}^2$ (fonte: ENEA), influenzata fortemente dalla latitudine, l'altitudine sul livello del mare, la stagione e l'ora del giorno. Oltre ai fattori appena elencati, l'irradianza può mutare in maniera repentina e discontinua a causa di fenomeni meteorologici [10].

Durante l'attraversamento dell'atmosfera, la radiazione solare subisce effetti differenti a seconda delle particelle con cui interagisce. Proprio per tale motivo si avranno tre componenti dell'irradianza a livello della superficie terrestre: la componente diretta, la componente diffusa e la componente riflessa.

La componente diretta costituisce la porzione di radiazione che non subisce alcuna interazione nell'attraversamento dello strato atmosferico. Rappresenta la frazione avente il contenuto energetico maggiore, è preponderante rispetto alla diffusa in condizioni di cielo sereno, mentre tende a diminuire con il crescere dell'umidità e della nuvolosità, fino al completo annullamento in caso di cielo totalmente coperto.

Quando la radiazione non raggiunge direttamente il suolo (eccetto una circostanza), si intercorre in fenomeni fisici dovuti all'interazione con la componente non trasparente dell'atmosfera; questi sono: assorbimento, scattering e riflessione.

La riflessione può avvenire sia da parte dell'atmosfera, che delle nubi presenti nel cielo, che del terreno. Nei primi due casi la radiazione non perviene alla superficie e costituisce una perdita, mentre nella terza situazione giunge al suolo e rappresenta la componente riflessa dell'irradianza globale. La quantità di energia riflessa viene stimata tramite l'albedo, ovvero il rapporto fra l'intensità della radiazione riflessa da un corpo e quella con cui è stato irraggiato. L'albedo cambia radicalmente a seconda della superficie di interesse; la neve fresca, per esempio, ha un'albedo compreso fra 0.8-0.9 mentre l'asfalto fresco (date le sue capacità assorbenti) di 0.04. Il valore massimo è 1 (riflessione totale) e minimo è 0 (assorbimento totale); le nuvole, essendo di diverse tipologie, hanno un'albedo compreso in un range molto ampio (circa 0-0.7).

I fenomeni di scattering, o diffusione, (di Rayleigh e di Mie) e l'assorbimento atmosferico contribuiscono all'attenuazione della radiazione solare e danno luogo alla componente diffusa dell'irradianza. L'assorbimento è favorito dalle molecole di gas presenti in atmosfera, in particolar modo dai gas triatomici, tra i quali i più importanti sono: Ozono (O_3), Anidride Carbonica (CO_2) e Vapore Acqueo (H_2O). Le molecole di vapore d'acqua e di biossido di carbonio assorbono principalmente nel campo dell'infrarosso mentre quelle di ozono nel campo dell'ultravioletto. Lo scattering di Rayleigh avviene da parte delle molecole dell'atmosfera e attenua la luce solare a tutte le lunghezze d'onda ma con maggiore efficacia a quelle corte, come il blu- violetto (fenomeno fisico per la quale si ha una colorazione blu nel cielo durante la giornata, esclusi alba e crepuscolo). Lo scattering di Mie invece, ha luogo quando la radiazione interagisce con l'aerosol e le particelle di polvere [18]. Va precisato che la diffusione è un fenomeno fisico per la quale un'onda elettromagnetica di opportuna lunghezza che colpisce una particella sospesa in un fluido, vede parte dell'energia incidente ridistribuita in altre direzioni, sia in maniera isotropa che non [19]. Proprio per tale motivo una parte della radiazione viene

retrodiffusa verso lo spazio e costituisce una perdita (a cui si aggiungono la radiazione riflessa e riemessa verso lo spazio).

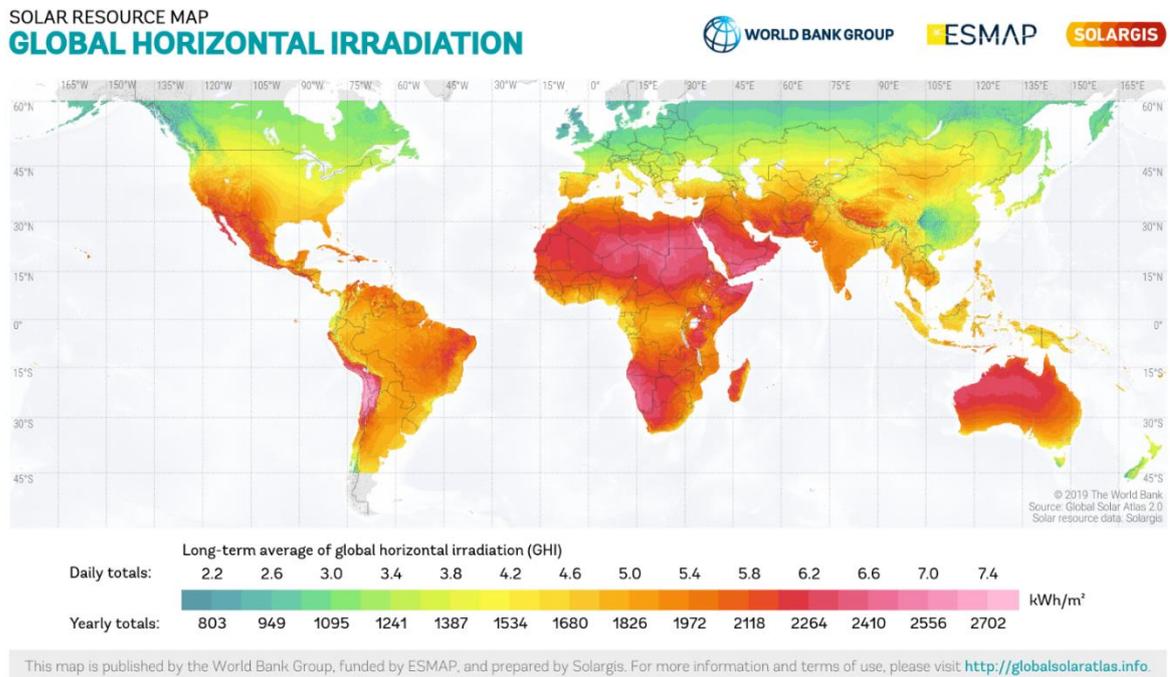


Figura 4- Irradianza globale orizzontale [20]

Riassumendo quanto detto fin ora, l'irradianza solare incidente su una superficie orizzontale a livello del suolo è formata da tre contributi:

- Radiazione diretta: frazione della radiazione che giunge al suolo imperturbata.
- Radiazione diffusa: componente della radiazione che subisce scattering a cui si aggiunge la porzione riemessa della radiazione precedentemente assorbita dai gas atmosferici.
- Radiazione riflessa: Percentuale della radiazione diretta unita a quella diffusa che, pervenuta al livello della superficie terrestre, viene riflessa da quest'ultima (e non assorbita dal terreno); in quantità maggiore o minore a seconda del fattore di albedo del materiale.

La radiazione retrodiffusa, riemessa e riflessa verso lo spazio costituiscono la radiazione estinta, ovvero quella che non sopraggiunge al suolo.

Esistono differenti strumenti per la misura dell'irradianza, ciascuno adibito ad una distinta componente. L'albedometro per la componente riflessa, il pireliometro per quella diretta e il piranometro per la radiazione globale. Gli ultimi due utilizzano una specifica termopila come sensore, e il piranometro, se integrato di shadow band, è in grado di misurare esclusivamente la frazione diffusa. Vi è infine l'eliofanografo, che viene utilizzato per la misura delle ore di

luce di una giornata, si tratta di una sfera di vetro ottico integrata con una striscia di carta sulla quale si forma una traccia di bruciato durante l'insolazione.

2.2 Principali soluzioni che impiegano l'energia solare

L'energia solare è di grande interesse poiché si tratta di una risorsa gratuita, rinnovabile, largamente diffusa, presente in grande quantità e illimitata nel tempo (almeno fino a quando, tra miliardi di anni, il combustibile solare non sarà esaurito). Il suo sfruttamento può essere effettuato sia a livello domestico che su larga taglia, rendendola molto versatile; ed è suddivisibile in due settori: il solare termico ed il solare fotovoltaico.

- **Solare fotovoltaico**

Il solare fotovoltaico consiste nello sfruttamento dei moduli, o pannelli, fotovoltaici per la conversione diretta della radiazione in corrente elettrica. Si tratta di una tecnologia nata per applicazioni spaziali, dove si ha la massima efficienza poiché si opera in ambiente extraatmosferico, per poi divenire uno strumento diffuso a livello globale sia su grande che su piccola taglia. La conversione avviene grazie all'effetto fotovoltaico (fenomeno fisico che rientra nella classe dell'effetto fotoelettrico), ad opera della cella fotovoltaica, che corrisponde all'elemento base con cui vengono composti i moduli. L'effetto fotovoltaico è un fenomeno fisico di interazione radiazione-materia. Si verifica quando un elettrone di un materiale semiconduttore, dopo aver assorbito un fotone (quanto di energia della radiazione elettromagnetica) incidente sul materiale e sufficientemente energetico, passa dalla banda di valenza alla banda di conduzione.

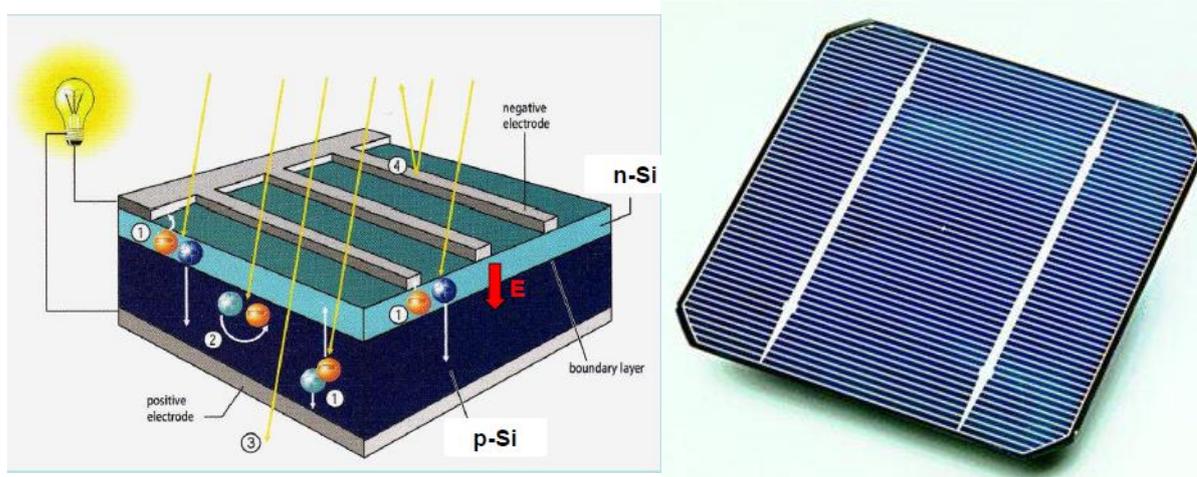


Figura 5 e 6- Schema [18] e raffigurazione [21] di una cella fotovoltaica

Il materiale semiconduttore più utilizzato è il silicio cristallino, a sua volta suddivisibile in monocristallino e policristallino. Un fotone che colpisce la superficie di silicio può essere riflesso trasmesso oppure assorbito. Se viene assorbito e non ha energia sufficiente produce

calore, altrimenti determina lo spostamento di un elettrone che diviene libero di muoversi nel semiconduttore. Effettuando il salto di banda, l'elettrone lascia dietro di sé una lacuna che verrà facilmente riempita da un altro elettrone adiacente, il quale a sua volta creerà un'ulteriore vacanza; il movimento degli elettroni determina così, nella struttura atomica, anche il movimento delle lacune. In presenza di un campo elettrico, il flusso di elettroni risulta ordinato ed orientato. Il campo viene appositamente creato grazie alla sovrapposizione di due strati di silicio, ciascuno opportunamente drogato tramite l'introduzione di specifici elementi quali il fosforo e il boro. Si avrà quindi una zona con eccesso di cariche positive (dovuta alle vacanze elettroniche) denominata P, ed un'altra con eccesso di cariche negative denominata N (la zona di separazione prende il nome di giunzione P-N). Si ottiene in questo modo un campo elettrico stabile che facilita il passaggio degli elettroni verso la zona N ostacolando il flusso in senso inverso [10]. Come mostra lo schema in figura 4, se si collega un carico (rappresentato nell'immagine da una lampadina) si genera una corrente elettrica, in caso contrario si forma una tensione a circuito aperto.

Le celle prese singolarmente generano tensione e corrente troppo esigue, per ottenere le condizioni operative desiderate è necessario unirle in maniera opportuna. Le celle vengono dapprima collegate in serie per incrementare la tensione e successivamente in parallelo per raggiungere una certa corrente [18]. La struttura formata dalle celle congiunte fra loro viene chiamata modulo ed è alla base di tutti i sistemi fotovoltaici. I moduli possono essere impiegati per applicazioni domestiche e civili (con un numero variabile di pannelli a seconda della potenza elettrica richiesta), oppure essere utilizzati in grandi quantità per formare un campo fotovoltaico atto alla produzione energetica.

Si hanno sistemi fotovoltaici molto differenti fra loro, a prescindere dall'utilizzo che se ne fa, o perlomeno quando non si è davanti ad un fattore limitante. Possono essere ad inclinazione fissa (con angolo solitamente corrispondente alla latitudine del luogo) oppure ad inseguimento (in grado di seguire il percorso del sole). Inoltre, vi sono sistemi stand-alone, o isolati, e sistemi connessi alla rete. I primi sono necessariamente dotati di batteria di accumulo poiché il fotovoltaico può produrre energia solo nelle ore diurne, anche se tendenzialmente la quasi totalità degli impianti fotovoltaici è dotata di accumulatore (di capacità variabile in base alle esigenze) in modo da poter stoccare gli eccessi, non doverli immettere inevitabilmente in rete e garantire la continuità dell'erogazione di energia anche in caso di basso irraggiamento. A livello generale, a completare un sistema fotovoltaico si hanno: un sistema di controllo della potenza ed un inverter. L'inverter, strumento per convertire la corrente da continua ad alternata, è necessario poiché i moduli fotovoltaici producono in continua ma le reti domestiche così come

le reti di trasmissione funzionano in alternata; vi possono essere delle eccezioni per applicazioni immediate in continua [10].

Il grande vantaggio del settore fotovoltaico sta nella diretta conversione della radiazione solare in energia elettrica, mentre la criticità maggiore risiede nelle basse efficienze. Come specificato, non tutta la radiazione che investe la superficie di un pannello viene assorbita, e non tutta la frazione assorbita ha energia sufficiente per provocare il salto di banda degli elettroni, una parte si trasforma in calore. Il rendimento dei moduli a eterogiunzione (silicio amorfo combinato con cristallino), fra i più prestanti, è pari a circa il 24.6 %, quello del silicio monocristallino al 21%, del silicio policristallino al 16.7 % e del silicio amorfo pari all' 8.5% [22]. Il silicio amorfo costituisce una delle quattro tecnologie con cui vengono costruiti i pannelli fotovoltaici a film sottile, fra di esse spicca il modulo realizzato con l'arseniuro di gallio, il quale ha raggiunto un'efficienza del 28.9 % [23] anche se rimane un materiale costoso. Anche considerando i sistemi più prestanti, non si arriva nemmeno ad un 30 % del rendimento, in media gli impianti cristallini hanno un'efficienza del 15-16% mentre quelli a film sottile dell' 11-13% [24], motivo per il quale la ricerca in questo settore si concentra sull'aumento delle prestazioni, limitando o ancor meglio abbattendo i costi (sistemi con altissima efficienza e ingenti costi non potrebbero essere commercializzati).

- **Solare termico**

Il solare termico costituisce l'altro grande settore del campo dell'energia solare. Si distingue dal fotovoltaico poiché non vi è una conversione diretta della radiazione in corrente elettrica, bensì si sfrutta l'energia radiante del sole per trasformarla in energia termica; dunque, alla base di ogni sistema, indipendentemente dal fine ultimo, si avrà comunque produzione di calore.

Il solare termico comprende appunto tutti i sistemi che utilizzano il calore, ottenuto dalle radiazioni solari, per scaldare e poi impiegare un fluido; con scopi finali differenti. Nella classe del solare termico rientrano proprio gli impianti a concentrazione solare atti alla produzione di energia elettrica (settore alle volte denominato solare termodinamico). Il solare a concentrazione in realtà non ha come unico fine la generazione di potenza (anche se è lo scopo preponderante), vi possono essere anche impieghi diretti del calore, senza alcuna conversione.

Le tecnologie utilizzate sono svariate così come gli utilizzi finali dell'energia termica prodotta. Fra quest'ultimi vi sono: produzione di acqua calda sanitaria (ACS), riscaldamento e raffrescamento (solar cooling), produzione di calore per processi industriali, distillazione per la produzione di acqua dolce e generazione elettrica [25]. Una caratteristica da cui dipende

fortemente lo scopo finale è la temperatura del fluido, alcuni impieghi necessitano basse temperature, altri temperature medie e altri ancora operano con fluidi ad alte temperature; la produzione di potenza appartiene a quest'ultima classe. Il nostro caso studio è molto particolare poiché, nonostante le basse temperature del calore originato dall'impianto CSP, lo si utilizza comunque per la generazione elettrica.

Una delle applicazioni più frequenti del solare termico è quella domestico-edile per la produzione di acqua calda sanitaria (a cui seguono il riscaldamento e talvolta il raffrescamento). Sono sistemi semplici, costituiti da pochi elementi fondamentali quali: i collettori solari, il serbatoio di accumulo, l'unità ausiliaria per l'energia termica di supporto, il sistema di controllo, lo scambiatore di calore (può esservene anche più di uno) ed un vaso di espansione indispensabile per la sicurezza. Esistono di diversa tipologia, a circolazione naturale o a circolazione forzata (in questo caso è necessario l'ausilio di una pompa), a circuito aperto oppure a circuito chiuso. La soluzione a circuito chiuso è inevitabile nei luoghi con un clima freddo (anche se è un freddo esclusivamente stagionale). Difatti, inserendo uno scambiatore di calore (con un conseguente aumento dei costi) si separano i due fluidi (quello del collettore e quello delle utenze) e si ha la possibilità di miscelare l'antigelo con il fluido del collettore (generalmente acqua qualitativamente buona). Operando in questo modo, si evita il rischio di congelamento all'interno del collettore stesso, con la penalizzazione che la miscela di acqua e antigelo non può essere fornita alle utenze (l'antigelo contiene sostanze tossiche), comportando la necessità di un ulteriore circuito [25].

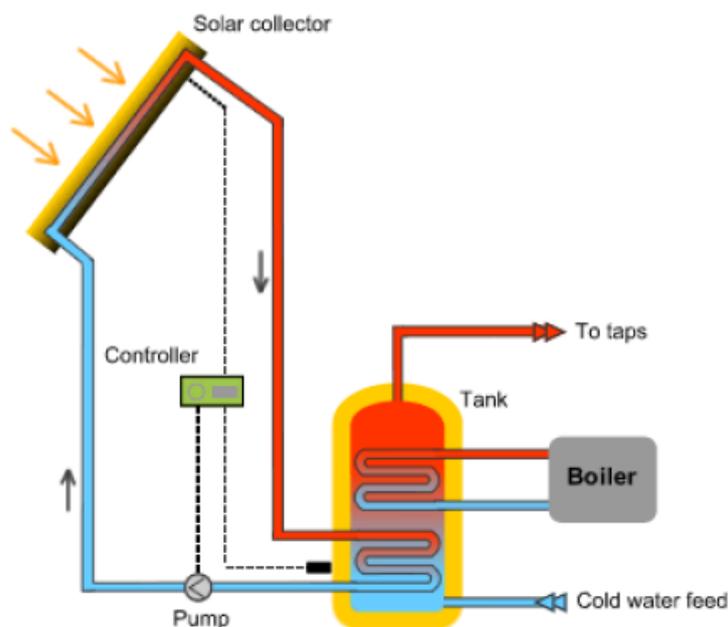


Figura 7- Schema di un impianto per ACS a circuito chiuso e circolazione forzata [25]

L'immagine mostra uno schema semplificato di una possibile soluzione per la produzione di ACS. La captazione della radiazione avviene attraverso i collettori solari, strumenti la cui gamma è molto varia. Questi vengono realizzati con tecnologie differenti e hanno prestazioni diverse fra loro. Sono strutture accomunate dalla presenza di una componente destinata all'assorbimento della radiazione solare, e di una dove scorre il fluido a cui viene trasmesso il calore assorbito (possono essere vetrati o meno, avere assorbitori di natura e geometria differente, essere piani o a tubi sottovuoto...).

Nello schema proposto gli scambiatori di calore sono due, uno per il circuito dei collettori e uno per il circuito dell'ausiliario, rappresentato dalla caldaia. La caldaia ausiliaria (o qualsiasi altra tipologia, quale una resistenza termica) è indispensabile per coprire i periodi in cui non è possibile ottenere energia termica dai collettori solari, vale a dire le ore notturne o le ore diurne con basso irraggiamento (cielo coperto); oppure, se necessario, per incrementare la temperatura dell'acqua fino al valore di settaggio (non raggiungibile dai singoli collettori).

Manca la raffigurazione del vaso di espansione, fondamentale in caso di pressione eccessiva, mentre è ben rappresentato il sistema di controllo che, collegato ai due sensori ed alla pompa, regola quest'ultima in base a quando è necessario o meno far circolare il fluido all'interno del circuito primario. Il serbatoio di accumulo nel modello in esame è soltanto uno, ma vi sono impianti per ACS in cui vengono impiegati più serbatoi a temperature differenti.

Nel caso in cui, oltre a produrre acqua calda sanitaria, si desideri riscaldare uno o più ambienti, il sistema diventa leggermente più complesso. La rete di riscaldamento necessita nuove condutture atte a trasportare il fluido agli scambiatori, ulteriori sensori per la regolazione della temperatura e i terminali di scambio termico a contatto con le zone da scaldare. Questi possono essere di varia natura, dai semplici radiatori, ai ventilconvettori (fan coil) o ancora ad un impianto a pannelli radianti. Il sistema, tuttavia, non risulta eccessivamente articolato se l'obiettivo aggiuntivo è solo il riscaldamento; lo diviene se si vuole anche raffrescare l'ambiente.

La produzione di aria condizionata richiede l'inserimento di una componente non indifferente denominata macchina ad assorbimento (distinguibile in assorbimento chimico o fisico a seconda del tipo di macchina impiegata). La macchina ad assorbimento è in grado di utilizzare il calore della radiazione solare per produrre il freddo, e proprio per questo motivo il settore in questione prende il nome di solar cooling. A differenza della classica macchina frigorifera, che produce il freddo grazie alla compressione del fluido frigorifero, con un notevole dispendio di energia elettrica; questa viene alimentata dal calore e, l'unica componente ad azionamento

elettrico è la pompa (notevolmente meno energivora di un compressore). I costi di una macchina ad assorbimento sono sicuramente impattanti, ma dall'altra parte vi è la possibilità di sfruttare il fatto che il periodo di massima irradianza coincide con la stagione del raffrescamento, ovvero l'estate. Per il raffrescamento domestico si utilizzano maggiormente i collettori, mentre per l'alimentazione di celle frigorifere o la climatizzazione di grossi ambienti si ricorre ai sistemi a concentrazione.

2.3 I sistemi a concentrazione solare

2.3.1 Generalità sul CSP

La tecnologia del solare a concentrazione affonda le sue radici in una leggenda; si narra appunto che Archimede riuscì a concentrare la luce solare, incendiando una flotta romana invasiva e respingendo l'attacco. Nel 1866 Auguste Mouchout utilizzò una vasca parabolica per la produzione di vapore e la conseguente alimentazione di una macchina a vapore; mentre il primo brevetto fu ottenuto da Alessandro Battaglia nel 1886. Negli anni successivi i dispositivi a concentrazione solare vennero impiegati per l'irrigazione, la locomozione e la refrigerazione fino ad arrivare alla seconda metà del 1900 con Giovanni Francia e il primo sistema di produzione. Il professore Giovanni Francia progettò e costruì il primo impianto solare a concentrazione, divenuto funzionante nel 1968 a Sant'Ilario (GE). L'impianto del professor Francia fu in grado di produrre vapore surriscaldato alla temperatura di 500 °C e pressione di 100 bar, generando 1 MW di potenza [26].

Oggigiorno il mercato principale delle tecnologie a concentrazione solare, o CSP (dall'inglese "Concentrated Solar Power"), è la produzione di potenza, e spesso questo settore viene denominato solare termodinamico. Il nome deriva dal fatto che gli impianti CSP vengono impiegati in abbinamento con i cicli termodinamici convenzionali (Rankine, Brayton, Stirling...) per la generazione di energia elettrica. Si tratta di tecnologie sviluppatesi in larga parte negli ultimi decenni che, attualmente, si trovano a competere con il solare fotovoltaico e con l'eolico.

Rispetto ai collettori solari standard, il cui limite di temperatura massima raggiungibile è circa 95 °C, gli impianti a concentrazione permettono di raggiungere temperature elevate, anche sopra i 1000 °C. In base alla temperatura di esercizio è possibile distinguere tre classi di sistemi a concentrazione, da cui dipende lo scopo finale:

- Media temperatura (120-205 °C): Si tratta di impianti il cui calore prodotto viene impiegato per la produzione di energia frigorifera, tramite i gruppi ad assorbimento, oppure come calore di processo a fini industriali.
- Alta temperatura (250-1200 °C): In questa categoria rientra il solare termodinamico. Il calore prodotto ad alta temperatura è utilizzato per la produzione di potenza.
- Altissima temperatura (>1200 °C): In questo caso, il calore generato viene adoperato per l'alimentazione di cicli termochimici. È un settore molto specialistico dove si opera ancora nella fase di ricerca.

I sistemi a concentrazione hanno una maggiore efficienza termodinamica (grazie alle temperature più elevate del fluido termovettore), rispetto un sistema piano con la stessa superficie di captazione. Inoltre, essendo l'area del ricevitore minore, saranno minori anche le perdite termiche (efficienza termica più alta). La superficie riflettente necessita meno materiale oltre ad avere una struttura più semplice rispetto ad un collettore piano, con un conseguente minor costo per unità di superficie irraggiata utile. Un ulteriore beneficio economico lo si ha grazie all'area ristretta dell'assorbitore e all'inferiore spesa dei trattamenti superficiali e dei sistemi sottovuoto utilizzati. Di grande rilevanza, infine, è la possibilità di posizionare il sistema "fuori fuoco", consentendone lo spegnimento ed evitando temperature di stagnazione rischiose. Dall'altra parte vi sono notevoli svantaggi nell'impiego di impianti CSP. Primo fra questi riguarda il fatto che i sistemi a concentrazione sfruttano solo la radiazione diretta e, proprio per tale motivo, necessitano un sistema di inseguimento solare (non presente nei collettori piani). Inoltre, la manutenzione richiesta è maggiore poiché le superfici riflettenti, accumulando la sporcizia depositata, vanno incontro, nel tempo, ad un graduale peggioramento delle prestazioni ottiche. Infine, se le elevate temperature sono un vantaggio dal punto di vista termodinamico, dal punto di vista tecnologico ed economico implicano la necessità, da parte delle strutture impiegate, di resistere a temperature e pressioni elevate, apportando le dovute accortezze [27].

Il solare a concentrazione è divenuta ormai una tecnologia affidabile e collaudata, garantendo la possibilità di costruire impianti da decine di MW. Inoltre, si tratta di sistemi modulari; i moduli sono installabili nelle vicinanze dell'utenza e rendono questa tipologia di impianti adatti anche a paesi in via di sviluppo (minore qualifica in campo tecnico). Sono tecnologie in grado di controllare la potenza erogata e funzionano sfruttando una fonte gratuita e pulita. Non vi sono emissioni di gas serra, né di ulteriori inquinanti atmosferici, dando un notevole contributo alla produzione di energia a basso impatto climatico (soluzione ai problemi ambientali). I sistemi CSP producono sia energia termica che elettrica, risultando un'ottima risorsa per le applicazioni che richiedono entrambe le fonti energetiche. Tuttavia, la produzione risulta

intermittente nel tempo. Come tutte le tecnologie solari, i sistemi a concentrazione sono soggetti alle variazioni stagionali e giornaliere. Infatti, oltre all'alternanza del dì e della notte, si hanno mutamenti repentini nell'arco della giornata che comportano la necessità di un'unità di accumulo per garantire la continuità nella produzione. La diretta conseguenza dell'intermittenza temporale è un abbassamento del valore economico dell'energia prodotta, rispetto al valore associato alla produzione da combustibili fossili. I sistemi a concentrazione hanno quindi un fattore di capacità molto basso (rapporto tra energia effettiva ed energia producibile a piena potenza, nello stesso lasso di tempo), a cui si aggiunge una bassa densità superficiale di energia. Sono necessarie notevoli porzioni di territorio per garantire i grandi impianti di captazione tipici di questi sistemi, comportando un maggiore costo unitario dell'energia. L'ingente occupazione territoriale va ad influire sul mutamento paesaggistico. Certamente l'impatto visivo di questi sistemi non è irrilevante, tuttavia, il sito scelto per l'installazione (con buona insolazione e un terreno poco costoso) non viene compromesso in alcun modo ed il suo stato naturale è completamente ripristinabile (le apparecchiature sono facilmente smantellabili a prezzi economicamente sostenibili).

Esistono differenti tipologie di impianti a concentrazione solare per la produzione di energia elettrica, i componenti generalmente presenti (non in tutte le soluzioni) sono:

- ◆ Il ricevitore: organo la cui funzione è quella di assorbire la radiazione solare concentrata e trasferirla al fluido termovettore.
- ◆ Il concentratore: sistema che convoglia l'energia solare di una zona vasta su una piccola area (ricevitore), attraverso l'impiego di superfici riflettenti.
- ◆ I due fluidi: il fluido termovettore che opera nel circuito primario, quello solare, ed ha il compito di trasferire il calore dal ricevitore all'unità di accumulo; ed il fluido di lavoro che dal sistema di accumulo compie il ciclo di potenza (circuito secondario), contribuendo alla generazione di energia.
- ◆ L'unità di accumulo: può essere di diverso tipo e dimensione ed è essenziale per garantire una continuità nella produzione di potenza indipendentemente dalle condizioni atmosferiche.
- ◆ La macchina motrice: organo atto alla conversione dell'energia cinetica in meccanica, a cui è collegato un generatore per la produzione di energia elettrica. Generalmente turbine a vapore oppure motore Stirling.
- ◆ Le pompe di circolazione: necessarie per la movimentazione dei due fluidi nei due circuiti.

- ◆ Il generatore di vapore: dispositivo fondamentale per la trasformazione del liquido del circuito secondario in vapore, così da avere sufficiente energia per l'azionamento della macchina motrice. Può essere parte integrante del sistema di accumulo oppure possono essere due unità separate.
- ◆ Il condensatore: componente del circuito secondario, indispensabile al vapore che l'attraversa, per rilasciare l'energia termica di scarico, cambiando di fase.

Come si può evincere vi sono alcune unità appartenenti al circuito primario ed altre al circuito secondario. Il ricevitore e il riflettore fanno parte del primo mentre il condensatore, la macchina motrice, il generatore di vapore (nello schema sottostante, genericamente chiamato "heat exchanger"). fanno parte del ciclo di potenza (secondario). L'unità di accumulo è la componente congiungente i due circuiti. L'immagine seguente rappresenta in maniera chiara i due blocchi: quello solare e quello di potenza.

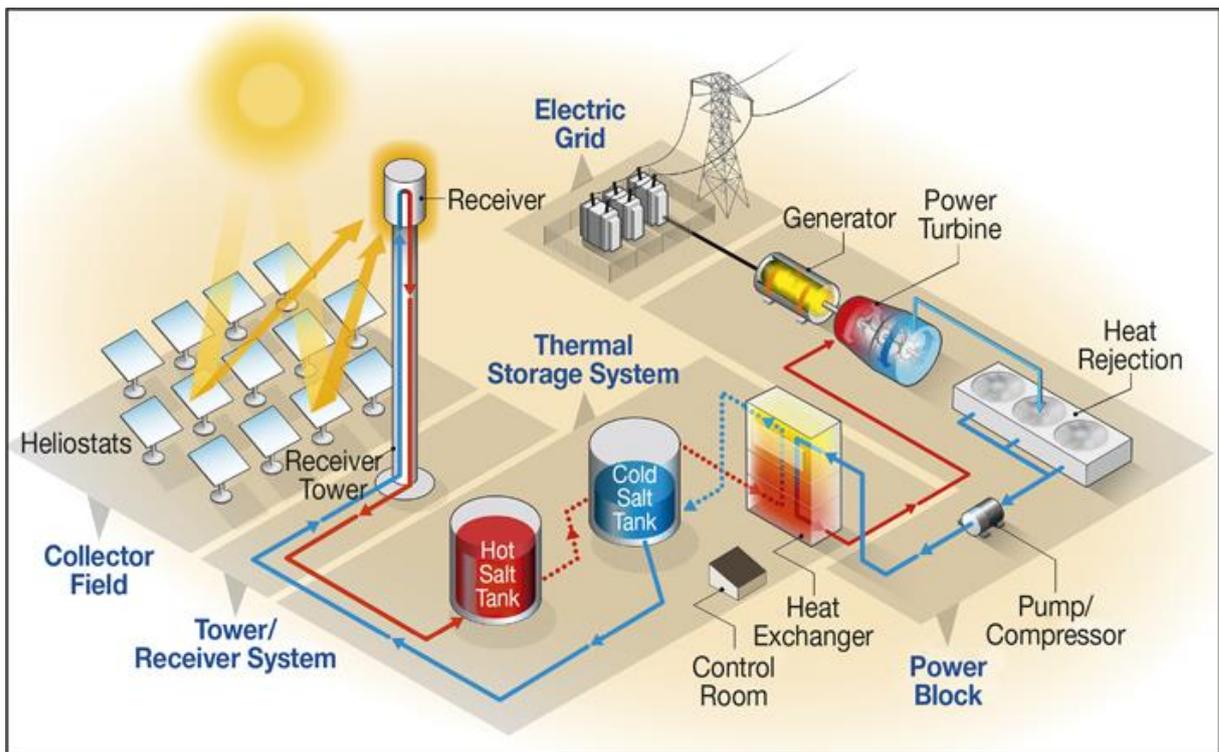


Figura 8- Schema di un impianto CSP per la produzione di potenza [28]

Un parametro che contraddistingue i sistemi CSP è il rapporto geometrico di concentrazione (C_g):

$$C_g = \frac{A_C}{A_R}$$

Equazione 1: Rapporto geometrico di concentrazione

Il rapporto di concentrazione rappresenta appunto il rapporto tra l'area del concentratore (A_C), ovvero la superficie di captazione della radiazione solare (anche chiamata apertura del collettore), e la superficie del ricevitore o sistema di assorbimento (A_R) [27]. Tale parametro può essere alternativamente definito attraverso il numero di Soli: rapporto tra la potenza per unità di superficie incidente sul ricevitore, e la potenza per unità di superficie incidente su un'area di riferimento.

Gli impianti a concentrazione possono essere classificati in: sistemi imaging e sistemi non-imaging. I primi sfruttano principalmente la radiazione diretta e riproducono un'immagine della fonte luminosa sulla superficie dell'assorbitore. Necessitano un'ampia apertura del collettore e una quanto più ridotta area del ricevitore (minimizzazione delle perdite), e richiedono un sistema di inseguimento solare preciso. I prezzi sono eccessivi per piccoli impianti mentre risultano economicamente abbordabili su larga taglia. I sistemi non-imaging invece, non hanno come scopo quello di ottenere la riproduzione dell'immagine del sole, bensì quella di assorbire energia; per tale motivo sono maggiormente indicati per procurarsi energia solare. I concentratori non-imaging, scoperti nel 1965, sono progettati per ottenere la più alta concentrazione possibile, permettendo di raggiungere rapporti di concentrazione di 2-4 volte superiori a quelli dei sistemi imaging. Sono sistemi il cui angolo di accettabilità (angolo massimo di cattura della luce solare da parte di un concentratore) è discretamente ampio, permettendo di sfruttare sia la componente diretta che diffusa. Questa caratteristica consente il funzionamento senza inseguimento solare, con un notevole risparmio economico legato ai meccanismi di movimentazione [27].

I sistemi solari a concentrazione appartenenti alla categoria non-imaging sono denominati Compound Parabolic Concentrator (CPC), sono di più recente sviluppo e dunque molto meno utilizzati [27].

I sistemi a concentrazione solare di tipo imaging, invece, sono i più diffusi ed esistono di quattro tipologie differenti: Collettori parabolici lineari, Collettori parabolici a disco, Collettori lineari di Fresnel e i Sistemi a torre centrale [27].

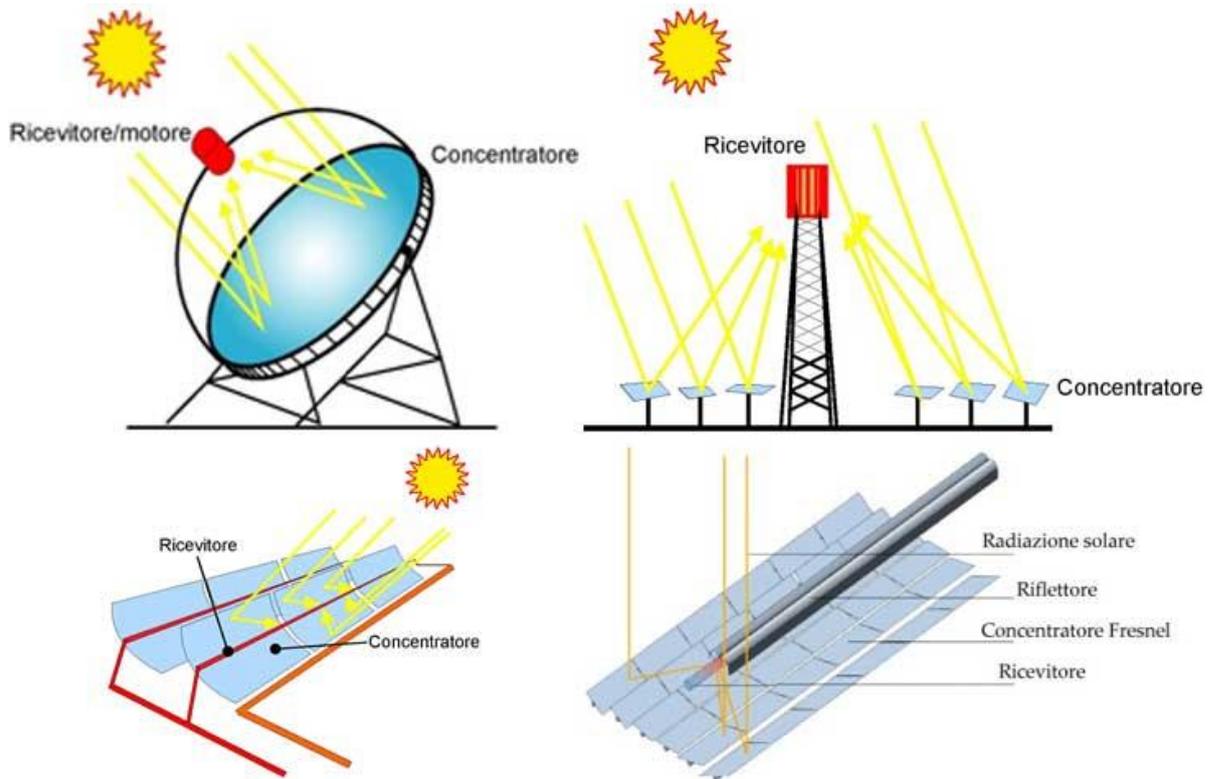


Figura 9- Tipologie di sistemi CSP imaging. Da sinistra in alto, in senso orario: Collettore parabolico a disco, Impianto a torre centrale, Collettori lineari di Fresnel e Collettori parabolici lineari [29]

Le quattro tipologie si differenziano in base alla geometria ed anche alla posizione del concentratore rispetto all'assorbitore. I due sistemi raffigurati in alto nell'immagine hanno un unico punto di fuoco, sono dunque puntuali; i restanti due (in basso nell'immagine) concentrano la radiazione lungo una retta, sono dunque lineari. I secondi sono più semplici, ma al tempo stesso raggiungono temperature più basse.

2.3.2 Collettori Parabolici Lineari

I collettori parabolici lineari, anche chiamati PTC (dall'inglese: Parabolic trough collector), rappresentano, al momento, la tecnologia più matura dal punto di vista industriale ed anche la più diffusa in termini di potenza installata (oltre il 90% dell'installazione CSP globale) [30]. Sono costituiti da strutture moderatamente leggere e a basso costo, e permettono il raggiungimento di temperature comprese nel range 50-400 °C [27].

I concentratori sono ottenuti piegando un foglio di materiale riflettente a forma di parabola. Il ricevitore, posizionato lungo la linea focale dei collettori, è formato da tubi metallici neri, saldati in opera. Il diametro di questi ultimi dipende dalla grandezza dell'immagine solare riflessa e anche dalla tolleranza di produzione della superficie riflettente. I tubi assorbitori sono generalmente rivestiti di una vernice ceramica selettiva (Cermet), la cui funzione è quella di aumentare l'assorbanza della radiazione solare ed al tempo stesso ottenere una bassa emissività di calore nell'infrarosso, in modo da minimizzare le perdite per irraggiamento. Il tubo d'acciaio viene incapsulato sottovuoto in un tubo esterno in vetro borosilicato (più robusto e più resistente agli sbalzi termici), coassiale all'assorbitore. In questo modo si riducono le perdite termiche convettive dovute al contatto con l'aria, a discapito di una minore quantità di radiazione assorbita dovuta proprio alla trasmittanza del vetro (circa 0.9 quando il vetro è pulito). Per migliorare le prestazioni ottiche, viene depositato sulla superficie del vetro un trattamento antiriflesso, riducendo quanto più possibile la frazione di energia riflessa. La linea di tubi è mantenuta in posizione grazie ad una serie di sostegni che consentono la dilatazione termica in fase di esercizio.

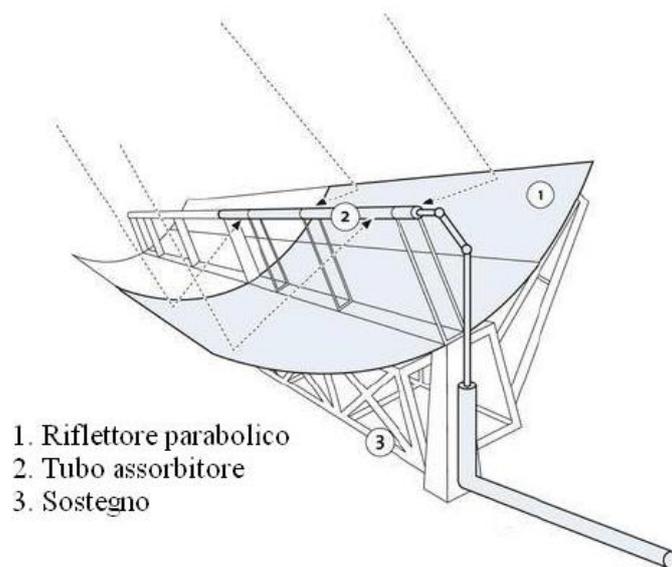


Figura 10- Schema di un collettore parabolico a disco [27]

Quando la parabola è orientata verso il sole, la radiazione entrante nell'apertura viene convogliata al ricevitore, dove l'assorbitore la converte in calore e la trasferisce al fluido termovettore che scorre all'interno dei tubi. Per ottenere la massima temperatura di esercizio, le serie di collettori vengono disposte su due file parallele, dando origine ad una stringa (modulo unitario dell'impianto). Onde evitare una diminuzione dell'efficienza dovuta a fenomeni di ombreggiamento reciproco fra le file, quest'ultime devono essere posizionate ad una distanza ottimale (senza comportare inutili occupazioni di territorio). Negli impianti di grossa taglia, ogni collettore ha un'apertura di circa 6 m e d è lungo 100 m; tuttavia, vi sono impianti più moderni che impiegano collettori con aperture superiori a 8 m e di lunghezza pari a 250 m (ovviamente il fine è sempre quello della generazione elettrica) [27] [30].

Ciascun collettore è azionato da un attuatore (situato al centro), che può essere di tipo idraulico o elettromeccanico. L'attuatore mette in movimento il collettore in base alla posizione del sole rilevata da un opportuno sensore o attraverso dispositivi ottici di puntamento. Inoltre, vi è (o vi può essere) un controllore che visiona e garantisce, grazie alla logica informatica, che la quantità di raggi solari entranti sia massima. I collettori sono fissati rigidamente a dei supporti in acciaio, a loro volta sostenuti da piloni. La rotazione attorno all'asse dei collettori, per l'inseguimento solare, e la resistenza al vento sono garantiti proprio da quest'ultimi [30].



Figura 11- Da sinistra: sistema di movimentazione, collettori parabolici lineari a fine installazione, specchi e struttura durante la fase di montaggio [30]

I collettori possono essere installati secondo due tipi di orientamento: in direzione est-ovest, seguendo dunque il sole da nord a sud, oppure in direzione nord-sud, seguendo il sole da est a ovest. Ciascuna delle due configurazioni presenta vantaggi e svantaggi, la scelta si basa sull'applicazione e deve essere valutata singolarmente per ciascun caso. La prima delle due necessita solo di piccoli aggiustamenti nel corso della giornata e si ha la massima apertura del collettore verso il sole a mezzogiorno; ma, a causa di un eccessivo angolo di incidenza della

radiazione, le prestazioni si riducono notevolmente durante le prime e le ultime ore della giornata. La seconda configurazione ha un funzionamento inverso: perdite massime a mezzogiorno e funzionamento ottimale nelle prime e ultime ore della giornata. Prendendo come arco temporale un intero anno, con un orientamento nord-sud si raccoglie lievemente più energia rispetto alla configurazione est-ovest e, mentre quest'ultimo mantiene un andamento annuale costante, l'orientamento nord-sud assorbe molta più energia d'estate ma al tempo stesso molta meno in inverno [27].

Il fluido termovettore, dopo aver raccolto il calore, viene convogliato verso l'accumulo (se presente) e successivamente il generatore di vapore; oppure, verso un generico scambiatore di calore o un'ulteriore macchina, se lo scopo finale non è quello della produzione di potenza. Nel caso della generazione elettrica, l'energia termica accumulata verrà ceduta al fluido di lavoro che, percorrerà un ciclo Rankine a vapore attraversando le turbine. Attualmente, la maggior parte degli impianti PTC viene impiegato per la produzione di potenza, le taglie vanno dai 15 ai 100 MW elettrici con efficienze medie del 14-16% (rapporto tra energia elettrica netta prodotta ed energia solare in ingresso), e sono costituiti da vasti campi solari (insieme di tutti i concentratori di un impianto CSP) [30].

Nei sistemi a collettori parabolici lineari vengono utilizzati come fluidi termovettori: olio diatermico, sali fusi oppure acqua/vapore. A seconda del range di temperatura che si vuole raggiungere si sceglierà il fluido più opportuno, tenendo conto che tale scelta andrà ad influenzare il design del sistema stesso. Nel caso in cui si impieghino olio o sali fusi, essendo incomprimibili, l'unico parametro di interesse è la temperatura; mentre se la decisione ricade sull'acqua/vapore, è necessario considerare anche la pressione che, inevitabilmente, condizionerà le temperature raggiungibili [27]. Adottando il vapore come soluzione, si riducono i costi d'impianto e di generazione, grazie all'eliminazione del fluido primario e della componentistica ad esso associata. L'utilizzo dei sali fusi invece, porta ad un rendimento migliore dovuto alla temperatura di esercizio più alta; consentendo un aumento della producibilità, ed un incremento della disponibilità dell'irraggiamento solare annuale mediante l'accumulo di grandi quantità di calore [10].

L'obiettivo della ricerca sui collettori PTC risiede nella riduzione dei costi di produzione e manutenzione (collettori autopulenti), incremento delle efficienze dei tubi e la riduzione delle rotture meccaniche (maggiore resistenza sotto l'azione dei venti) [10].

2.3.3 Collettori Lineari di Fresnel

I collettori lineari di Fresnel, o LFR (dall'inglese Linear Fresnel Reflector), vennero progettati e realizzati per la prima volta nella seconda metà del Novecento da Giovanni Francia (già citato precedentemente). Si tratta di sistemi lineari economicamente meno costosi dei collettori parabolici e, strutturalmente di più facile realizzazione [27]. Sono generalmente utilizzati per la produzione di vapore fino a 270 °C e 40 bar, ma le temperature raggiungibili (sistemi già concretizzati) sono dell'ordine dei 400 °C [30].

Nei collettori lineari Fresnel il concentratore è costituito da una schiera di specchi piani o leggermente curvi, disposti secondo il principio della lente Fresnel (lente caratterizzata da uno spessore totale ridotto, consentendo la costruzione di ottiche di minore ingombro) [30]. Gli specchi primari piani, posizionati orizzontalmente in prossimità del terreno, concentrano la radiazione solare sul tubo ricevitore stazionario, posto ad una distanza focale di circa 10 m. Essendo specchi piani, o con una modesta curvatura, data la distanza focale di qualche metro, la piegatura è realizzabile meccanicamente [27]. Sono costituiti da specchi di vetro di piccolo spessore, economici e che necessitano di minime strutture di sostegno. Nella maggior parte dei sistemi LFR, il tubo assorbitore è dotato di un concentratore secondario, che, a differenza dei primi, deve essere realizzato con materiali resistenti alle alte temperature [27]. La sua funzione, date le prestazioni ottiche inferiori dei riflettori primari, è quella di recuperare parte della radiazione dispersa (incremento dell'efficienza) [30]. Generalmente il ricevitore è costituito da un tubo in acciaio protetto esternamente da un tubo di vetro coassiale, di norma non sottovuoto. Essendo il tubo ricevitore fisso (caso opposto ai PTC), non necessita di sistemi di movimentazione che, invece, riguardano solo i riflettori primari e sono di più semplice realizzazione. Questo implica che, la circolazione interna del fluido termovettore, non richieda l'utilizzo di tubi flessibili nei collegamenti tra ciascun collettore e tra i collettori e la rete di distribuzione. Gli specchi sono in grado di ruotare lungo l'asse longitudinale, seguendo il percorso del sole e concentrando costantemente la radiazione sulla linea focale, dove è situato l'assorbitore [30]. Sono disposti in file (tra le 7 e le 15), hanno una larghezza di circa 50 cm e lunghezza di 100 m. Ciascuna fila ha un'orientazione differente ed un sistema di movimentazione indipendente. I riflettori primari, come già descritto, sono installati in prossimità del terreno; questo consente, oltre che di minimizzare le strutture di sostegno, di ridurre l'azione dei venti [30]. La disposizione orizzontale e la minore complessità costitutiva, permette, in alcune applicazioni, l'installazione dei collettori sopra la copertura di un parcheggio o sul tetto di un edificio (sfruttamento dell'area sottostante) [27].

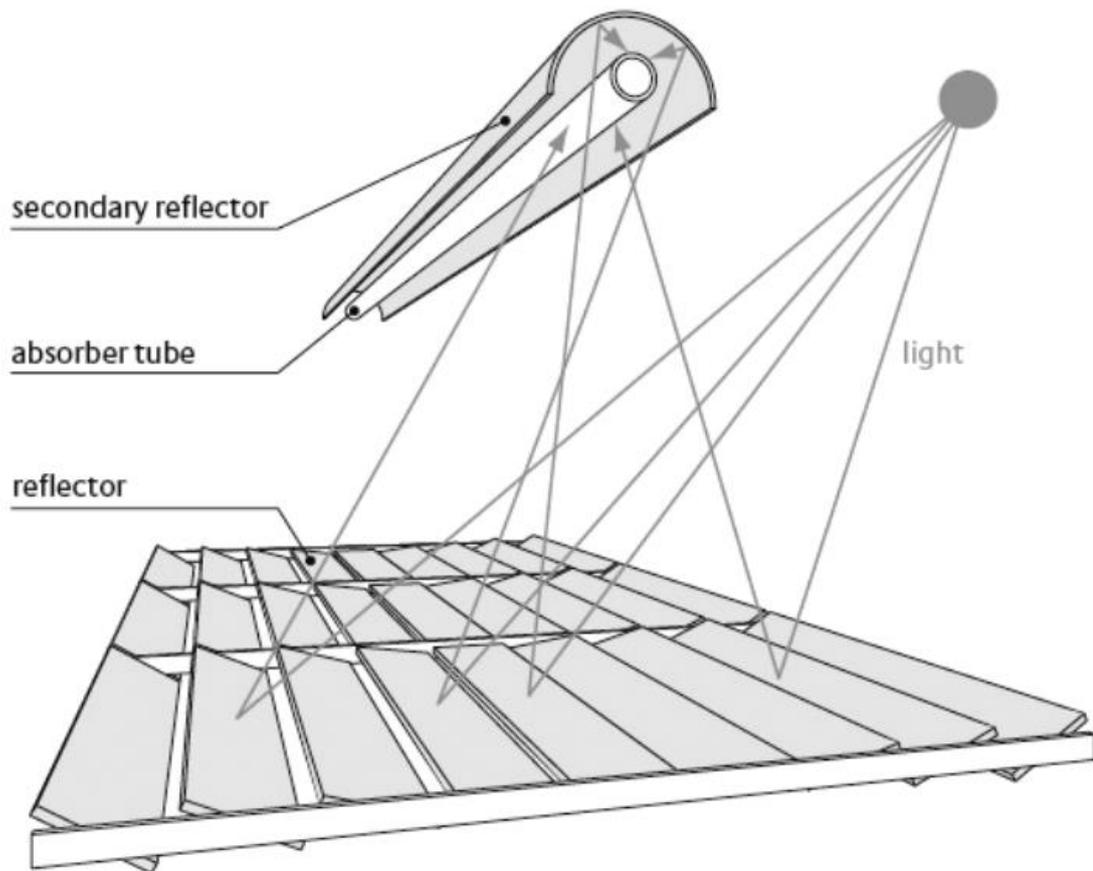


Figura 12- Schema dei collettori lineari di Fresnel [31]

Gli impianti a collettori lineari di Fresnel sono potenzialmente competitivi rispetto a collettori parabolici lineari. Oltre agli aspetti positivi già citati (economicamente più vantaggiosi, minore impatto dei danni causati dai venti e maggiore semplicità strutturale), consentono un migliore sfruttamento del terreno (70 % LFR, 30 % PTC) e sono in grado di produrre una maggiore potenza di picco per unità di superficie impegnata [30][10]. Per contro presentano maggiori problematiche di precisione, poiché la distanza focale è pari a 10 m; e, criticità dovute all'ombreggiamento fra specchi adiacenti. Talvolta, quest'ultimo aspetto è trascurabile, in altre situazioni invece è riducibile con l'aumento dell'altezza del ricevitore, a discapito di un maggiore costo e un maggiore ingombro. Un ulteriore svantaggio lo si ha nel rendimento inferiore rispetto ai PTC, causato sia dalle caratteristiche del blocco solare (temperature raggiunte più basse, inferiori prestazioni ottiche del sistema di concentramento della radiazione, isolamento non sottovuoto del tubo ricevitore) che dalla minore efficienza del ciclo termodinamico (nel caso di produzione di potenza) [30][10][27].

I sistemi LFR hanno fattori di concentrazione tipicamente compresi tra 25 e 40 rispetto alla superficie del tubo assorbitore, che consentono il raggiungimento di temperature di circa 400 °C [27]. Quando si opera con temperature così elevate vengono utilizzati gli oli diatermici, ma

non corrisponde all'applicazione più comune di questa tipologia di impianti. Generalmente, infatti, viene impiegata acqua pressurizzata fino a 200 °C, oppure per la generazione diretta di vapore saturo a 270 °C, all'interno dei collettori (Once Through Collector) [27]. Si adattano molto bene ad utilizzi termici a media e bassa temperatura; mentre il limite maggiore alla diffusione, per impianti che producono direttamente vapore in campo, risiede nella mancanza di efficienti sistemi di accumulo termico [30].



Figura 13- Esempio di impianto LFR (a sinistra), dettaglio dell'assorbitore (a destra) [32]

Un'alternativa ai classici collettori lineari Fresnel, sono i CLFR (compact linear Fresnel reflector). Si tratta di una variante che, in prossimità degli specchi, invece di un singolo tubo ricevitore, impiega tubi ricevitori multipli. Adottando questa soluzione è possibile alternare l'inclinazione degli specchi, concentrando la radiazione verso più assorbitori. L'effetto ombra fra due riflettori adiacenti viene minimizzato, con un conseguente incremento della densità di riflettori (maggiore rendimento e minore richiesta di terreno) e una riduzione dell'elevazione dei ricevitori (minore ingombro e minor costo) [30].

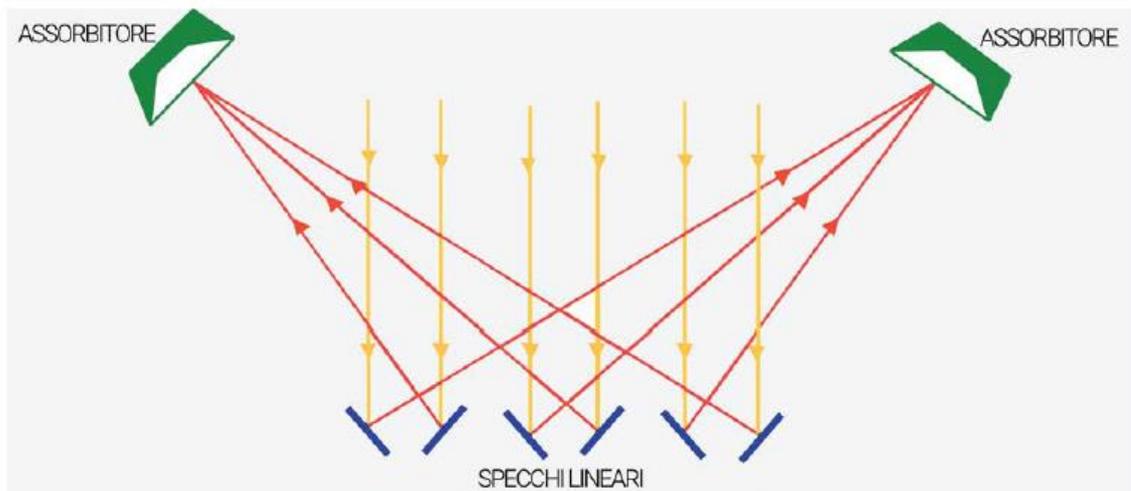


Figura 14- Schema di un sistema di riflettori lineari Fresnel con ricevitori multipli [30]

2.3.4 Collettori Parabolici a Disco

I collettori parabolici a disco, o PDR (dall'inglese Parabolic Dish Reflector) sono una tipologia di riflettori a concentrazione puntuale. Si tratta di sistemi molto efficienti, anche se meno sviluppati e diffusi delle altre classi. Sono compatti ed in grado di raggiungere temperature molto alte, superiori ai 1000 °C [27].

Il concentratore è costituito da un disco parabolico che raccoglie la radiazione solare sul ricevitore, posto nel fuoco del paraboloide. La forma ideale del collettore è appunto un paraboloide di rivoluzione, tuttavia, in alcuni sistemi (concentratori parabolici a membrana) viene approssimata tale geometria attraverso l'impiego di un insieme di specchi riflettenti di profilo sferico, montati su una struttura di supporto. In entrambi i casi vi è un unico fuoco, e dunque un unico assorbitore per ogni paraboloide (effettivo o approssimato); il tipo di impianto è modulare, permettendone l'installazione in contesti rurali e isolati [30] [27]. La maggior parte degli impianti a disco parabolico sono dotati di un motore Stirling adiacente al ricevitore e di un generatore per la conversione ad energia elettrica (applicazione quale produzione di potenza). Le dimensioni del concentratore non superano i 15 m di diametro (motivi economici), per tale ragione la potenza producibile è limitata a 25-30 kWe [30].

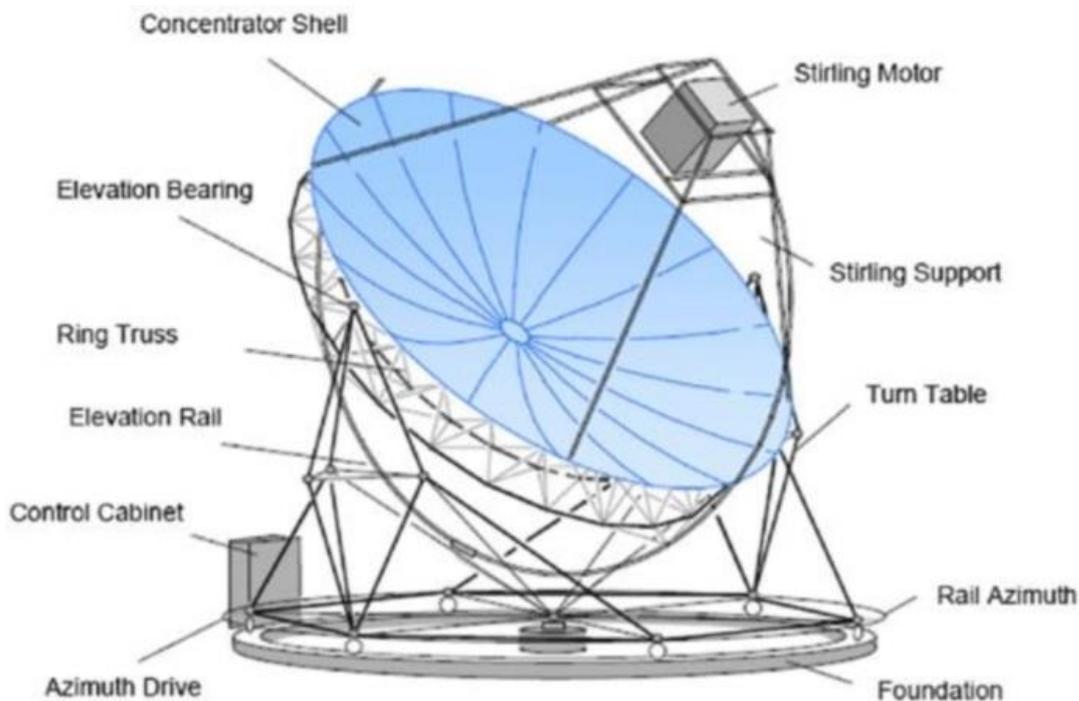


Figura 15- Schema di un collettore parabolico a disco con paraboloide effettivo [33]

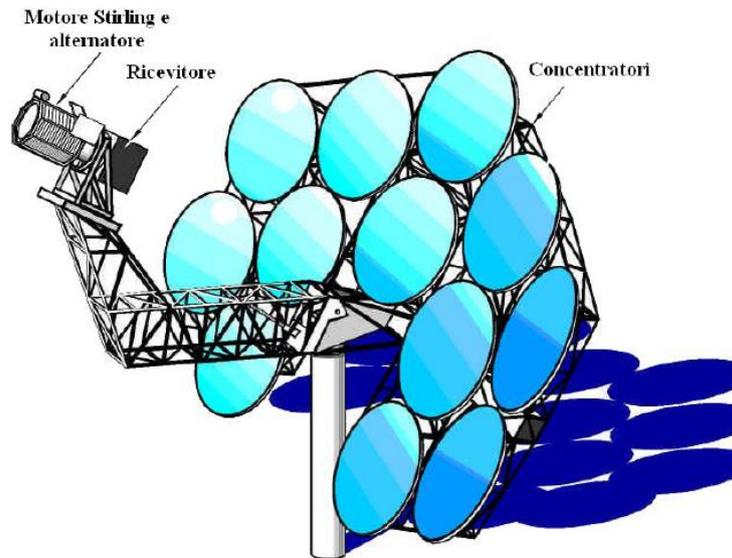


Figura 16- Schema di un collettore parabolico a disco con paraboloide approssimato (a membrana) [27]

Le strutture di supporto dei PDR possono essere di tre tipologie: a pilone o traliccio centrale, sospeso nel baricentro del sistema paraboloide-motore e turntable. Per riuscire a raccogliere tutta la componente diretta della radiazione durante l'arco della giornata, l'inseguimento del sole deve essere effettuato nelle due direzioni; proprio per questo motivo, le strutture di supporto devono essere in grado di ruotare su due assi ortogonali [27]. L'inseguimento solare può avvenire attraverso due modalità: inseguimento azimutale ed inseguimento polare. L'inseguimento azimutale prevede che il disco ruoti su un piano parallelo alla terra ed un altro perpendicolare ad esso; in questo modo è possibile effettuare movimenti su/giù e destra/sinistra. Con l'inseguimento polare invece, il paraboloide ruota attorno all'asse polare, asse parallelo a quello della terra, con un'angolazione pari a $15^\circ/\text{h}$ (che corrisponde esattamente alla rotazione terrestre) e attorno all'asse d'inclinazione, asse perpendicolare a quello polare, con un'angolazione di $0,016^\circ/\text{h}$. In entrambi i casi, vi sono due attuatori, uno per ciascun asse, che azionano il paraboloide; il controllo di quest'ultimi è affidato ad un computer e la determinazione della posizione del sole avviene grazie ad un apposito sensore. Il ricevitore è a cavità ed è posizionato nel punto focale del disco, ad una distanza focale di 4-5 metri. Presenta una piccola apertura all'interno della quale si trova il fascio di tubi contenente il fluido termovettore, generalmente un gas quale idrogeno o elio. Il ricevitore può essere a scambio diretto oppure a fluido intermedio. Nel primo caso l'assorbitore, o meglio l'area assorbente, esposto alla radiazione è formato da una parete di piccoli tubi nei quali circola il fluido termovettore. Nel secondo invece, la superficie che riceve la radiazione, scambia per conduzione il calore con il fluido termovettore (fluido intermedio), generalmente sodio liquido. Quest'ultimo, successivamente, ricondensa su una griglia di tubi al cui interno scorre il fluido di lavoro (He o H_2). Il calore accumulato viene impiegato direttamente per la produzione di

energia meccanica grazie al motore Stirling; l'energia meccanica può essere direttamente fornita all'utenza, oppure convertita in energia elettrica tramite l'alternatore (anch'esso situato in prossimità del motore). Il motore Stirling trasforma il calore in lavoro operando come i convenzionali motori a combustione interna: il fluido di lavoro, coincidente con il fluido termovettore nel caso di ricevitore a scambio diretto, dopo essere stato compresso e scaldato, viene espanso attraverso un pistone. Un'ulteriore soluzione tecnologica prevede la raccolta del calore prodotto da più collettori ad un unico generatore centralizzato (non si ha più un motore Stirling per ciascun disco). In questo caso però, si aggiungono le perdite termiche nella rete di distribuzione del calore ad altissima temperatura (applicazioni sperimentali) [27]. Gli impianti già in esercizio impiegano principalmente il motore Stirling, nonostante ciò, sono stati studiati diversi cicli termodinamici con differenti fluidi di lavoro, ad esempio vi sono prototipi di impianti che utilizzano una microturbina ad aria (ciclo Bryton). Le microturbine Bryton hanno un costo notevolmente minore dei motori Stirling, ma presentano anche una minore efficienza (25% ÷ 33% le microturbine Bryton, contro il 42% dei migliori motori Stirling) [30].



Figure 17 e 18- Esempi di collettori a disco parabolico con motore Stirling [34] [35]

I sistemi con ciclo Stirling sono indirizzati verso un funzionamento completamente automatico, senza alcun tipo di sorveglianza continua. Possono essere impiegati singolarmente, oppure in cluster (o solar farm) con centinaia o migliaia di paraboloidi. Diventano operativi al mattino, e dopo aver inseguito il sole nel suo moto diurno, ritornano nella posizione di riposo dopo il tramonto. Rappresentano la tecnologia solare più efficiente oggi poiché sono sempre puntati verso il sole. I rapporti di concentrazione dei PDR vanno da 600 fino a 2000, consentendo di raggiungere temperature elevatissime e, di conseguenza, di ottenere rendimenti di conversione ad energia elettrica dell'ordine del 20% (25% come rendimento di punta giornaliero). Il grosso limite penalizzante di questa tipologia di impianti risiede nella mancanza di un sistema di accumulo termico [30] [27].

2.3.5 Sistemi a Torre Centrale

Gli impianti solari a ricevitore/torre centrale, anche chiamati CRS (dall'inglese Central Receiver System), rientrano nella categoria dei sistemi a concentrazione puntuale, assieme ai collettori a dischi parabolici. In questo caso, la radiazione viene riflessa e convogliata mediante un insieme di specchi situati a pochi metri dal terreno, chiamati eliostati. Il ricevitore è collocato sulla sommità di una torre posizionata al centro del campo solare (insieme di eliostati); la radiazione converge verso il ricevitore centrale dove scorre il fluido termovettore che la converte in energia termica. Il calore così ottenuto può essere utilizzato per processi industriali, cicli termochimici o, come avviene nella maggioranza dei casi, per la produzione di energia elettrica [30].

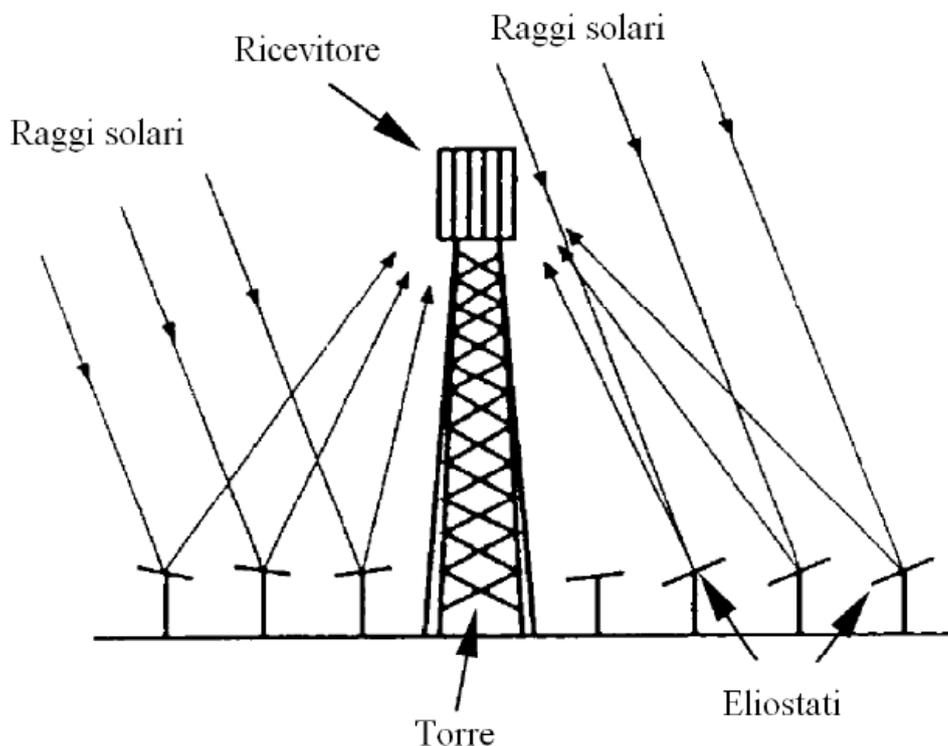


Figura 19- Schema essenziale di un sistema a ricevitore centrale [27]

I collettori eliostazionari, o semplicemente eliostati, rappresentano la componente riflettente di un sistema a torre centrale. Sono costituiti da specchi piani, o leggermente concavi, realizzati prevalentemente in vetro (possono essere impiegati anche altri materiali quali: membrane riflettenti o fogli metallici). Gli specchi sono montati su una struttura metallica di area variabile dai 40 ai 170 m², e sono sorretti da un albero fissato a terra (anch'esso realizzato in metallo), alto circa 5-6 m. L'ampio range di superficie captante di ciascun eliostato è legata alle differenti filosofie progettuali esistenti. La tendenza è quella di realizzare pochi eliostati con un'ampia area, oppure molti elementi ma di area nettamente minore. Attualmente non vi è alcuna standardizzazione e, i costruttori, in competizione fra loro, basano le loro scelte sulle dimensioni

dell'impianto da realizzare e sul progresso tecnologico dei meccanismi di movimentazione e gestione degli eliostati [30].



Figure 20 e 21- Esempi di eliostati impiegati negli impianti CRS [36][37]

Il campo solare si estende per un'area che può raggiungere anche le centinaia di migliaia di metri quadrati per ciascun ricevitore centrale, e, può assumere due configurazioni differenti rispetto alla torre ricevitrice: la geometria e l'estensione dipendono dalla taglia dell'impianto. Nella prima configurazione i collettori circondano completamente la torre con il ricevitore, che assume dunque una geometria cilindrica con superficie di assorbimento esterna (figura 1). Nella seconda invece, gli eliostati sono posizionati ad emiciclo, collocati a nord della torre nell'emisfero boreale o a sud in quello australe; in questo caso il ricevitore presenta una superficie di assorbimento chiusa sui lati non interessati (figura 22) [27]. In entrambe le tipologie, vi sono più file di collettori (circolari o semicircolari) opportunamente distanziate fra loro. La distanza tra le file è estremamente importante per evitare fenomeni di ombreggiamento (specialmente per basse elevazioni solari), ed aumenta allontanandosi dalla torre centrale. Gli eliostati concentrano la radiazione solare su un unico punto focale fisso nel tempo; la distanza di tale punto rispetto al suolo è strettamente correlata alle dimensioni del campo solare e può superare anche il centinaio di metri. Essendo il ricevitore fisso, è necessario che i collettori puntino verso di esso durante tutto l'arco della giornata e in ciascuna stagione dell'anno. Per garantire questo risultato, gli eliostati necessitano di un meccanismo di inseguimento a due assi, così che ogni specchio possa ruotare autonomamente compiendo movimenti in direzione nord-sud ed est-ovest. Solitamente, vi sono due attuatori che mettono in movimento ogni singolo eliostato, uno per la rotazione azimutale e l'altro per l'elevazione lineare (montatura altazimutale). Gli attuatori sono controllati elettronicamente e la posizione del sole viene rilevata da un apposito sensore (vi sono algoritmi che consentono di ottenere il miglior posizionamento dei collettori, in funzione della posizione del sole). Ogni singolo eliostato esige

un proprio sistema di movimentazione, comportando un elevato costo. Per ridurre quanto più possibile l'impatto economico, sono state studiate diverse tipologie di eliostati, cercando di ottimizzare i meccanismi di inseguimento, alleggerire e semplificare la struttura portante e migliorare l'efficienza ottica (maggiore rendimento dell'impianto). Negli impianti più moderni, invece dei sistemi di controllo a retroazione, vengono impiegati i più economici motori passo-passo (stepper motor) [27] [30].



Figura 22- Esempio di impianto a torre centrale [36]

Il ricevitore, come già specificato, è fisso ed è situato sulla sommità di una torre, all'interno della quale vi sono le condutture dove scorre il fluido termovettore. Quest'ultimo, una volta raggiunto l'assorbitore al vertice della torre, assorbe il calore ottenuto dalla concentrazione della radiazione solare e compie il percorso inverso (scende verso il suolo); raggiungendo il generatore di vapore o il sistema di accumulo (qualora il fine sia la produzione di potenza), oppure un generico scambiatore o un eventuale ulteriore utenza. I ricevitori utilizzati negli impianti CRS sono sostanzialmente di tre tipologie: ricevitore esterno, ricevitore a cavità (già citato nei dischi parabolici) e ricevitore volumetrico. Vi sono anche altre soluzioni, più moderne ed innovative, che permettono di raggiungere temperature elevate (oltre i 1500 °C); quest'ultime però, rimangono ancora poco utilizzate o in fase sperimentale.

- ❖ **Ricevitore esterno:** il ricevitore è realizzato con pannelli assorbitori piani di numero variabile. Sopra i pannelli sono montati i tubi di acciaio saldati fra loro e collocati in modo tale da formare un cilindro. All'interno dei tubi scorre il fluido termovettore che proviene dal collettore inferiore (collettore di raccolta del fluido freddo), e viene poi convogliato, dopo aver assorbito il calore attraversando i tubi, al collettore superiore (collettore di raccolta del fluido caldo); i due collettori sono a loro volta saldati all'insieme di tubi. È estremamente importante che la temperatura sia mantenuta al di sopra di quella di congelamento, per evitare danni materiali al ricevitore. Inoltre, è bene minimizzare la superficie esterna, riducendo le dispersioni termiche.

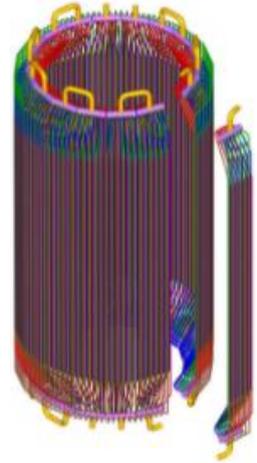


Figura 23- Schema di un ricevitore esterno [38]

- ❖ **Ricevitore a cavità:** il ricevitore, di forma semicilindrica, è costituito da una superficie assorbente posta all'interno di una cavità, nella quale converge la radiazione solare. Questa soluzione è concepita per ridurre le dispersioni termiche, difatti parte del calore rimane intrappolato nel lato più profondo dell'incavo e di conseguenza aumenta la quantità trasferita al fluido termovettore. A volte la cavità viene chiusa da una "finestra" trasparente che permette di ridurre le perdite convettive causate dai flussi d'aria, a discapito di un peggioramento delle prestazioni ottiche (riflessione della componente trasparente). Vi è anche la possibilità di serrare la cavità in assenza di luce.



Figura 24- Schema di un ricevitore a cavità [39]

- ❖ **Ricevitore volumetrico:** il ricevitore è costituito da una superficie assorbente strutturata a nido d'ape. Il materiale con il quale viene realizzata è di tipo ceramico o metallico, in modo tale da resistere alle alte temperature. L'aria, utilizzata come fluido termovettore o come fluido intermedio (nel caso vi sia un ulteriore fluido nel circuito solare), attraversando la superficie assorbente, accumula l'energia termica concentrata in quel punto.

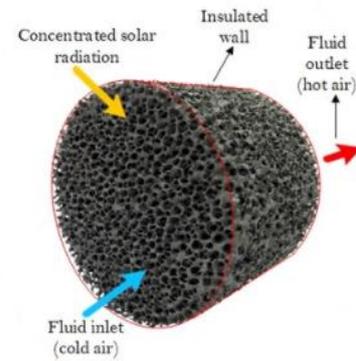


Figura 25- Schema di un ricevitore volumetrico [40]

I sistemi a torre centrale che vengono impiegati per la produzione di energia elettrica, possono assumere differenti configurazioni. Il layout è legato alla scelta del fluido termovettore, alla tipologia di sistema di accumulo (ormai presente in tutti gli impianti moderni) e al ciclo termodinamico adottato per la conversione dell'energia termica in meccanica e successivamente in elettrica. La quasi totalità degli impianti in esercizio utilizza, per la produzione di potenza, un ciclo a vapore di tipo Rankine; sebbene siano stati proposti anche impianti a ciclo Brayton aperto. Nel primo caso il fluido di lavoro (ovvero quello che percorre il blocco di potenza) è acqua/vapore, mentre nel secondo si tratta di aria [27]. Il fluido termovettore (ovvero quello che percorre il circuito solare) può anche coincidere con il fluido di lavoro. Nei primi anni '80 veniva utilizzata l'acqua come fluido termovettore, per la generazione diretta di vapore (senza unità di stoccaggio). Le problematiche legate a questa configurazione nacquero subito: discontinuità della sorgente e, soprattutto, stress indotti sui materiali impiegati [10]. A seguire vennero sviluppati e studiati differenti sistemi di accumulo (per superare il problema dei transienti termici) e tipologie più adatte di fluido termovettore. Fra quest'ultimi troviamo l'aria (già citata come fluido di lavoro), che permette di raggiungere temperature molto alte (800-1000 °C), e i sali fusi quali: il sodio liquido o una miscela di nitrato di sodio e di nitrato di potassio. I sali fusi operano in un range di temperatura compreso fra i 250 °C (poiché a 220 °C solidificano) se si trovano a bassa temperatura, e 550-565 °C (poiché superati i 570 °C risultano molto corrosivi per gli acciai) se si trovano ad alta temperatura, e costituiscono anche il principale materiale di accumulo impiegato nei sistemi CRS. In particolare, quest'ultima configurazione, è una delle più sfruttate; la miscela di sali fusi viene impiegata sia come fluido termovettore che come materiale di accumulo. Si tratta di un sistema costituito da due serbatoi, uno di carica e uno di scarica, la miscela di sali fusi proveniente dal

serbatoio freddo (250-290 °C) viene inviata al ricevitore, assorbe il calore raggiungendo la temperatura di 565 °C, e viene mandata al serbatoio caldo. I sali ad alta temperatura verranno poi utilizzati per la generazione di vapore e, dunque, l'alimentazione di un ciclo Rankine. Adottando questa soluzione si evincono i problemi legati all'intermittenza della fonte ed è possibile produrre energia in maniera continua. Ovviamente il campo solare dovrà essere sovradimensionato rispetto alla potenza nominale della turbina; in modo tale da fornire sufficiente energia termica per l'alimentazione del ciclo termodinamico e, contemporaneamente, accumularne altrettanta quantità nel serbatoio caldo. La configurazione con unità di stoccaggio (e fluido termovettore) a sali fusi non è l'unica utilizzata, anche se è quella preponderante; vi sono ulteriori materiali usati per l'accumulo quali, l'olio misto a detriti di roccia o, di più recente impiego, i mattoni ceramici [27] [30]. Senza alcuna unità di accumulo si riduce fortemente il fattore di carico (o fattore di utilizzazione annua), che può raggiungere al più, un valore pari al 25% [30].

I sistemi a torre centrale sono, generalmente, impianti di grandi dimensioni e, dunque, beneficiano dei vantaggi legati all'economia di scala. Le dimensioni, in termini di potenza nominale, vanno solitamente da più di 10 MW elettrici fino ad un massimo 50-100 MWe; questi ultimi valori sono identificati come i valori massimi della potenza nominale. Tale limite è dettato dall'impossibilità, allontanandosi dal ricevitore centrale ed in presenza di correnti d'aria, di mantenere gli eliostati puntati con precisione. L'altezza massima della torre è di circa 200-250 m, mentre il campo solare si può estendere per un raggio massimo di 1000 m [27][30]. La determinazione della taglia dell'impianto viene valutata in base alla disponibilità annuale di energia solare, alla potenza nominale elettrica e alla capacità di accumulo richiesta, ed andrà a influenzare caratteristiche quali: quantità e layout degli eliostati, altezza della torre, tipologia del ricevitore e fattore di utilizzazione annua (o fattore di carico) [27][30]. Una soluzione ai limiti del dimensionamento risiede nella realizzazione di sistemi multi-tower, ovvero impianti costituiti da più torri aventi ciascuna il proprio campo solare, che convogliano il fluido termovettore ad un unico corpo centrale di produzione [30].

Gli impianti a ricevitore centrale riducono fortemente l'esigenza di trasportare l'energia termica, poiché concentrano la radiazione verso un solo assorbitore, comportando un grande vantaggio. Si tratta inoltre di sistemi con rapporti di concentrazione alti, che vanno da un minimo di 300 ad un massimo di 1500, consentendo di ottenere temperature superiori ai 1500 °C e dunque elevate efficienze di conversione ad energia elettrica ed elevate efficienze di raccolta della radiazione (il flusso di energia irraggiata sul ricevitore è compreso tra i 200 e i 1000 kW/m²) [27]. Grazie alle elevate temperature raggiungibili, i sistemi CRS si prestano

bene ad essere impiegati come sistemi integranti alle centrali elettriche convenzionali. Nel campo della produzione di potenza, consentono di avere un payback period (tempo di ritorno dell'investimento) inferiore rispetto ai collettori parabolici lineari, poiché vengono utilizzati sia come integrazione ai cicli a vapore, sia in parallelo ai cicli combinati con turbine a gas [27].

La superficie richiesta da questo tipo di impianti è ingente ed è differente a seconda della latitudine. A 37° di latitudine, l'area necessaria per ottenere un MWe di energia è pari a due ettari (equivalenti a 20.000 m²), ed è occupata per circa un terzo dal campo solare. Oltre una certa latitudine, la superficie necessaria risulterebbe eccessiva e gli investimenti sproporzionati; per tale ragione non vengono presi in considerazione siti al di sopra di tale soglia. Un ulteriore problematica, già accennata, risiede nell'ombreggiamento; in particolare la riduzione dell'efficienza ottica è dettata dal fenomeno di shadowing, per il quale l'ombra di un eliostato viene proiettata su quello posteriore. Vi sono poi altri due fenomeni ottici che costituiscono un fattore di perdita: il blocking e lo spillage. Il primo, consiste nell'incidenza della radiazione riflessa sull'eliostato anteriore, il secondo tiene conto della radiazione riflessa da un eliostato che esce dal bersaglio del ricevitore; in entrambi i casi, la radiazione non raggiunge il punto focale [30].

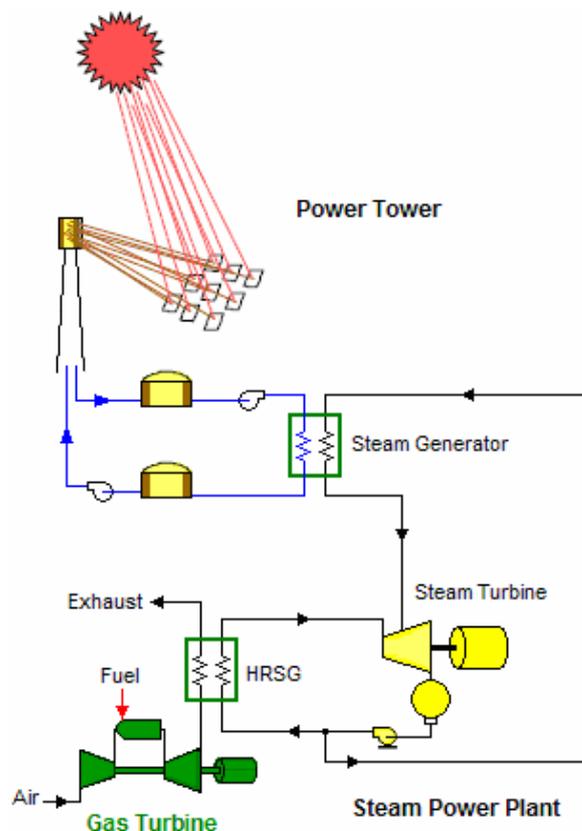


Figura 26- Schema di impianto a torre centrale combinato con un impianto convenzionale

[10]

Nella figura 8 veniva mostrato lo schema impiantistico di un sistema a torre centrale per la produzione di energia elettrica, con sistema di accumulo a sali fusi (doppio serbatoio). Nell'immagine soprastante invece, viene raffigurata, in maniera molto schematica, una delle possibili configurazioni di un impianto CRS integrato con impianti convenzionali. L'energia solare viene utilizzata per generare vapore e alimentare parzialmente la turbina (a vapore), mentre l'energia termica restante viene fornita sfruttando i gas esausti uscenti dalla turbina a gas, tramite l'impiego di un generatore di vapore a recupero. In questo caso la turbina a vapore dovrà essere sovradimensionata dal 25% al 50%, in modo tale da funzionare con l'apporto solare, se usufruibile [10].

3 SISTEMI DI ACCUMULO DEGLI IMPIANTI CSP

3.1 Generalità

I sistemi a concentrazione solare sono soggetti all'aleatorietà ed alla periodicità della loro fonte. Proprio per tale ragione, volendo garantire un utilizzo continuativo del calore (sia diretto che per la produzione di energia), è estremamente necessario che un impianto sia dotato di un'unità di accumulo. Nel campo CSP lo stoccaggio di energia viene effettuato sotto forma di energia termica; un fluido termovettore (Heat Transfer Fluid o HTF) trasferisce il calore ad un mezzo di stoccaggio (Heat Storage Medium o HSM), incrementandone l'energia interna (vi sono configurazioni in cui il fluido termovettore ed il mezzo di stoccaggio coincidono). L'energia termica immagazzinata verrà utilizzata in una fase successiva, quando ve ne sarà richiesta; dunque, il processo di accumulo completo è composto da tre fasi: la fase di carica, di mantenimento e di scarica [27][30].

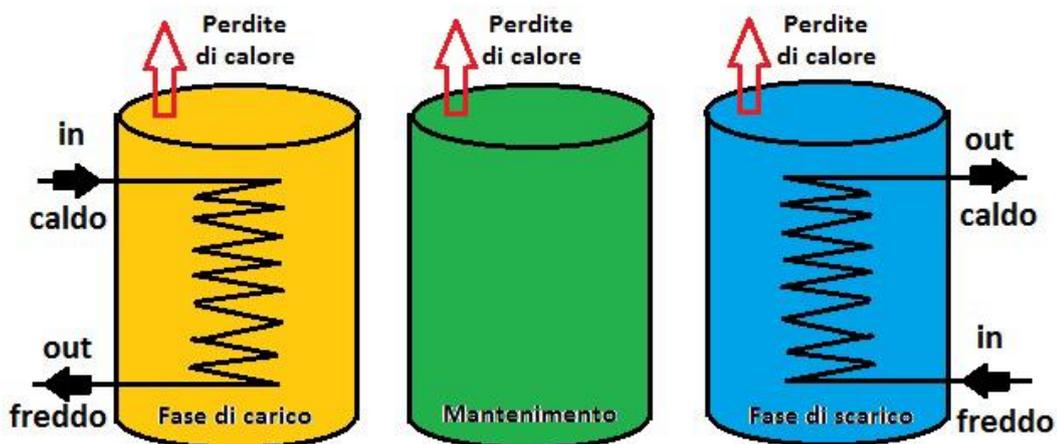


Figura 27- Schema delle tre fasi del processo di accumulo [30]

La scelta dell'unità di stoccaggio deve essere effettuata tenendo conto di una moltitudine di parametri, primo fra questi la capacità termica di accumulo: ovvero la quantità di energia (termica) che il sistema è in grado di accumulare e, successivamente ed al netto delle perdite, fornire all'utenza (intesa come quantità di calore in J o Wh). La capacità termica (C) è valutabile come il prodotto tra la potenza termica nominale dell'impianto (P_{th}), e le ore di funzionamento che si vogliono ottenere impiegando il calore del sistema di accumulo (h_{st}) [30].

$$C_{acc} [kWh_t] = P_{th} [kW_t] * h_{st} [hours]$$

Equazione 2: Formula di valutazione della capacità termica

Nella fase di progettazione e modellazione dell'unità di accumulo, vi sono aspetti e variabili cruciali che ne influenzano il processo. Il materiale utilizzato per lo stoccaggio deve,

innanzitutto, possedere un'alta densità energetica, per unità di massa o per unità di volume, oltreché garantire una buona stabilità sia meccanica che chimica durante i molteplici cicli di carica/scarica. Se il fluido termovettore coincide con il mezzo di accumulo non si pone alcun problema, in caso contrario, è necessario che vi sia un'efficiente trasmissione del calore tra l'uno e l'altro; e, per garantire la sicurezza del trasferimento, è indispensabile che il fluido termovettore, il mezzo di stoccaggio, ed un eventuale scambiatore di calore, siano compatibili fra loro. Il processo deve essere completamente reversibile (proprio per permettere di effettuare un gran numero di cicli di carica/scarica), facilmente controllabile, e durante le tre fasi devono essere minimizzate quanto più possibile le perdite termiche [30]. Ovviamente, per ragioni termodinamiche, l'efficienza sarà minore dell'unità, vi sarà una degradazione dell'energia termica accumulata e le perdite non potranno mai essere nulle; tuttavia, un'accurata scelta del mezzo di stoccaggio e del sistema di coibentazione possono condizionare fortemente questi aspetti [27]. Altri criteri che contribuiscono alla scelta del sistema di accumulo sono la disponibilità, la riciclabilità, la temperatura nominale adeguata ed il carico massimo sufficiente. Un ultimo fattore influenzante è sicuramente il costo, sia quello iniziale che quello di mantenimento. L'aspetto economico, infatti, varia fortemente a seconda della scelta del mezzo di accumulo, del sistema di scambio termico e del sistema di isolamento e contenimento [30].

Le unità di stoccaggio possono essere suddivise in differenti categorie a seconda della durata dell'accumulo e della temperatura. In base alla durata si possono avere: sistemi di accumulo a breve termine (poche ore), a lungo termine (da qualche giorno a qualche settimana) e stagionali (mesi); in questo caso le perdite per unità di tempo costituiscono il criterio più importante (dispersioni eccessive compromettono la durata dello stoccaggio). La temperatura dell'accumulo può essere bassa (sotto i 100 °C), media (tra i 100 e i 500 °C) e alta (più di 500 °C), varia a seconda dello scopo finale dell'impianto e condiziona fortemente le prestazioni dei collettori [27] [30]. Un'ulteriore classificazione prevede la distinzione tra sistemi attivi, in cui il mezzo di accumulo si trova in movimento, e sistemi passivi, in cui il mezzo è statico. Nei sistemi di accumulo attivi il trasferimento di calore avviene attraverso la convezione forzata ed il mezzo di accumulo ha la possibilità di fluire attraverso l'unità di scambio termico. Esistono sia ad uno che a due serbatoi e si distinguono a loro volta in due sottocategorie, sistemi diretti, in cui il mezzo di accumulo e il fluido termovettore coincidono, e sistemi indiretti, in cui i due componenti sono distinti e differenti. Nei sistemi di accumulo passivi, invece, il fluido termovettore, dopo aver raccolto il calore dalla sorgente, lo trasferisce al mezzo di accumulo durante la fase di carica e riceve l'energia termica dal mezzo di stoccaggio durante quella di scarica. Il fluido termovettore, dunque, attraversa il mezzo di accumulo unicamente in quelle

due fasi, e il mezzo stesso non può fluire nell'unità di scambio termico. In questa tipologia, generalmente, si utilizzano due mezzi che possono essere solido liquido o a cambiamento di fase. Vengono chiamati anche rigeneratori e presentano due principali svantaggi: il primo è dovuto al fatto che, durante la fase di scarica, la temperatura del fluido termovettore diminuisce e al tempo stesso il mezzo di accumulo si raffredda (eccezion fatta per i materiali a cambiamento di fase); il secondo è legato alla trasmissione del calore poco efficiente (specialmente per i materiali solidi), anche a causa del contatto indiretto fra fluido termovettore e mezzo di stoccaggio (vi è lo scambiatore di calore) [30].

La classificazione principale viene effettuata sulla base del meccanismo di accumulo del calore: si possono avere sistemi di accumulo a calore sensibile, a calore latente o termochimici.

- ◆ **Calore sensibile:** si tratta del sistema di accumulo con più applicazioni commerciali, necessita ingenti volumi a causa della bassa densità di energia stoccata. L'energia termica rilasciata o immagazzinata provoca un abbassamento o un innalzamento della temperatura del mezzo. Sono sistemi caratterizzati da cospicui costi e un impatto ambientale rilevante [30].
- ◆ **Calore latente:** in contrapposizione ai sistemi a calore sensibile, quelli a calore latente sono caratterizzati da un'elevata densità di energia stoccata e da volumi e costi ridotti. Le problematiche legate a questa tipologia riguardano principalmente la bassa diffusività dei mezzi di accumulo, per la quale vi è una continua attività di ricerca (sviluppo commerciale nel breve-medio periodo). Il trasferimento di energia non si manifesta con una variazione della temperatura ma attraverso un cambiamento di fase (ad esempio da solido a liquido) [30].
- ◆ **Termochimico:** questa terza tipologia è quella di più recente sviluppo, si trova ancora in fase di ricerca ma vi sono buone prospettive per il lungo periodo. Si tratta dei sistemi dove la densità di energia accumulata raggiunge i valori maggiori, con la conseguente diminuzione dei volumi necessari per lo stoccaggio, e dei costi per la realizzazione e manutenzione. L'energia termica viene accumulata o rilasciata sfruttando reazioni esotermiche ed endotermiche di alcuni composti [30].

3.2 Accumulo a calore sensibile

I sistemi di accumulo a calore sensibile, come già anticipato, sono quelli di più semplice realizzazione e con maggiore diffusione a livello commerciale. La bassa densità di energia accumulata comporta l'impiego di grandi volumi con un conseguente aumento dei costi. Il calore immagazzinato e poi rilasciato porta ad una variazione della temperatura del mezzo di accumulo, impedendo di fornire energia a temperatura costante (come avviene per i sistemi a calore latente). La quantità di energia termica accumulata è legata al calore specifico del materiale, al salto di temperatura realizzabile e al quantitativo di materiale presente (dunque al volume occupato ed alla densità del mezzo). La formula che permette di valutare il calore accumulato è la seguente:

$$Q = c_p * \rho * V * (T_f - T_i)$$

Equazione 3: Formula per il calcolo del calore accumulato

Dove c_p rappresenta il calore specifico del mezzo, ρ la sua densità, V corrisponde al volume che il mezzo occupa e infine T_f e T_i sono rispettivamente la temperatura finale e quella iniziale. Va specificato che il volume deve essere calcolato nella sua interezza, ad esempio, nel caso di letti di roccia, devono essere presi in considerazione anche gli spazi vuoti fra le rocce [27].

Il materiale impiegato per il sistema di accumulo a calore sensibile varia a seconda dell'applicazione. Nel caso in cui lo scopo sia quello di ottenere uno stoccaggio a bassa temperatura (< 100 °C), l'acqua rimane la soluzione più richiesta. I vantaggi risiedono nell'essere una risorsa economica, con un elevato calore specifico e che può essere utilizzata a pressione ambiente (nessuna spesa e complicazione legata ad un sistema in pressione). Per contro, la durata media dei serbatoi si riduce a causa dei problemi di corrosione dovuti al suo utilizzo e, inoltre, vi sono complicanze legate anche al dimensionamento ed alla posizione (strettamente correlata alle condizioni atmosferiche del sito). Una alternativa all'utilizzo dell'acqua come materiale di accumulo a bassa temperatura risiede nell'impiego di materiali solidi, quali i letti di roccia. La roccia ha il grande beneficio di essere duratura ed economica sotto ogni punto di vista, sia a livello di costo della materia prima che di manutenzione, e, inoltre, non richiede l'uso di contenitori dispendiosi e complessi [27].

Diverso è il discorso per quanto riguarda i sistemi di accumulo a calore sensibile a media (100-500 °C) o ad alta temperatura (>500 °C). Esistono configurazioni che impiegano materiali liquidi, sia pressurizzati che operanti a pressione ambiente, altre dove si prediligono i mezzi

solidi o altre ancora dove si ricorre ad una combinazione dei due (solido-liquido). Fra i fluidi vi è sicuramente l'acqua pressurizzata a 140 bar, con temperature massime raggiungibili intorno ai 300 °C, oppure i liquidi organici, come gli oli diatermici, che si prestano allo stoccaggio a media temperatura e non richiedono pressurizzazione. Per le alte temperature, invece, i più congrui sono sicuramente i metalli e i sali liquidi. I sali solari, in particolare, rappresentano uno dei materiali più sfruttati nel campo della concentrazione solare. Si tratta di una miscela eutettica di nitrati di sodio e potassio, caratterizzata da un basso costo e una discreta capacità termica; trovano impiego in sistemi diretti o indiretti a doppio serbatoio (caldo e freddo) [27][30].



Figura 28- Fotografia dei due serbatoi utilizzati per l'accumulo di un impianto CSP [30]

Per quanto concerne i materiali solidi, è possibile ottenere accumuli a calore sensibile in grado di raggiungere temperature fino ad 800 °C. Fra i materiali più utilizzati troviamo i metalli o le leghe metalliche (alluminio, acciaio e ghisa), rocce (granito), cemento e ceramici gettabili (buona conducibilità termica, disponibilità e durabilità), sabbia, ossido di alluminio e ossido di magnesio. Il problema principale legato all'accumulo sensibile solido consiste nel rendere efficiente il trasferimento del calore tra il fluido termovettore e il mezzo di stoccaggio, ad esempio, l'impiego di tubature di un materiale diverso da quello di accumulo potrebbe causare un isolamento termico; le complicazioni dovute alla trasmissione del calore possono essere evitate nel caso di accumulo misto solido- liquido (letto di roccia immerso in acqua) [27][30].

3.3 Accumulo a calore latente

I sistemi di accumulo a calore latente sfruttano l'energia termica rilasciata o immagazzinata durante il cambiamento di fase del materiale. Sono caratterizzati da un'elevata densità di energia che comporta una riduzione del volume e dunque delle perdite e dei costi, in particolar modo per i sistemi che impiegano il calore latente di fusione. Un altro vantaggio risiede nel poter fornire o immagazzinare grandi quantità di energia, mantenendo costante la temperatura [30].

I materiali utilizzati vengono chiamati PCM (dall'inglese Phase Change Materials) e, in un primo momento, si comportano come un qualsiasi mezzo a calore sensibile, assorbono energia termica aumentando la propria temperatura. Una volta raggiunta la temperatura critica di fusione, inizia la transizione di fase, il materiale inizia a fondersi mantenendo costante la temperatura fino a fine processo (fusione completa di tutto il materiale presente). È proprio questa trasformazione che permette lo stoccaggio (o il rilascio nel caso di solidificazione) di calore, senza variazioni termiche, per un lungo periodo. I materiali aventi un calore latente di fusione adeguato all'applicazione richiesta, permettono di accumulare quantità di energia, in volume, di 5-14 volte superiori rispetto agli accumuli a calore sensibile [27]. Oltre al calore latente, anche la temperatura di fusione deve essere congrua con lo scopo che si vuole ottenere, vi sono materiali in commercio caratterizzati da una temperatura di fusione troppo bassa, altri invece che presentano una temperatura adatta ma devono ancora essere studiati. In generale, i PCM sono ancora in fase di ricerca poiché le problematiche legate al loro utilizzo non sono ancora state risolte (se non parzialmente). Fra queste vi sono sicuramente la bassa diffusività termica e la formazione di depositi solidi sulle superfici di scambio termico, le quali contribuiscono ad un peggioramento del rateo di rilascio di energia [30]. Oltre alle proprietà viste fin ora (calore latente di trasformazione e temperatura di transizione), i materiali impiegati devono possedere quante più caratteristiche possibili per garantire la realizzazione di un efficiente e sicuro accumulo termico. I mezzi più auspicabili sono sicuramente quelli caratterizzati da una elevata conducibilità termica, da non tossicità e assenza di pericolo di infiammabilità, con una buona stabilità chimica a lungo termine, un equilibrio stabile tra le fasi durante le transizioni e una bassa pressione di vapore; a questi vanno aggiunti i requisiti generali di disponibilità, economicità e compatibilità. Per quanto concerne i PCM è bene, inoltre, non incorrere nel fenomeno di sottoraffreddamento (o supercooling). Il sottoraffreddamento consiste nel processo per il quale un liquido, che si trova al di sotto della sua temperatura di solidificazione, si raffredda senza che si verifichi la solidificazione stessa. Se la temperatura

scende di pochi gradi al di sotto della temperatura di solidificazione, si ha un netto peggioramento delle prestazioni del materiale, se addirittura il salto di temperatura, fra quella effettiva e quella di solidificazione, supera 5 °C, il rilascio del calore stoccato è compromesso [27].

I principali materiali utilizzati per l'accumulo a calore latente sono suddivisibili in tre gruppi: organici, inorganici ed eutettici. Sebbene molti di essi possiedano un adeguata temperatura di transizione di fase, nessun materiale è in grado di soddisfare contemporaneamente tutti i requisiti sopraelencati. Proprio per questa ragione, per ogni singola applicazione si dovrà valutare quale sia il mezzo più adeguato e sviluppare un design che consenta di controbilanciare le mancanze del materiale. L'impiego di alette metalliche consentirà di incrementare la conducibilità termica e migliorare la trasmissione del calore, oppure, l'aggiunta di agenti nuclearizzanti permetterà di evitare il sottoraffreddamento del mezzo.

I materiali inorganici si suddividono a loro volta in metalli e idrati di sale, i primi nettamente più utilizzati rispetto ai secondi, nonostante l'alta conducibilità di questi ultimi. In generale, gli inorganici non sono soggetti a sottoraffreddamento e possiedono un calore latente di trasformazione per unità di volume, di circa il doppio rispetto ai materiali organici (sia paraffinici che non). La terza tipologia, invece, è quella degli eutettici, ovvero composti di più materiali che fondono e solidificano in maniera congrua. Esistono eutettici puramente organici, puramente inorganici, oppure miscele di ambedue le categorie di materiale [27].

Per quanto concerne l'accumulo a calore latente ad alta temperatura, è evidente come la sicurezza del sistema diventi un aspetto fondamentale. Il materiale utilizzato per il contenimento deve essere selezionato con più cura e attenzione, così come il fluido termovettore che deve possedere una bassa pressione di vapore ed essere compatibile con il mezzo di accumulo. Nelle soluzioni più comuni vengono impiegati come mezzi l'elio o gli oli ad alta pressione allo stato solido; un'alternativa valida la rappresentano la magnesia e le miscele di sali fusi (con limite superiore di 540 °C) [27].

3.4 Accumulo termochimico

L'accumulo termochimico differisce dai casi precedenti poiché non si tratta di un semplice fenomeno fisico di trasmissione del calore (sia questo sensibile o latente), bensì vi è il coinvolgimento di una reazione chimica. Il calore viene stoccato e successivamente rilasciato sfruttando una reazione chimica endotermica reversibile, la reazione generica è la seguente:



Equazione 4: Reazione generica di un accumulo termochimico

Durante la fase di carico, il calore della radiazione solare viene utilizzato per alimentare la reazione; il reagente C, grazie all'energia termica, dà origine ai due prodotti di reazione A e B. La fase di scarico, invece, consiste nella ricombinazione dei prodotti con l'ottenimento del reagente C e la restituzione del calore precedentemente impiegato; in questo modo, l'energia termica resa disponibile durante la reazione inversa potrà essere utilizzata dall'utenza opportuna. Per ottenere un processo completo di carica e scarica è auspicabile innanzitutto che la reazione sia completamente reversibile, diversamente parte del calore accumulato non potrà essere sfruttato; inoltre, i due prodotti di reazione (A e B) devono essere fisicamente separati e stoccati in due contenitori differenti. Un'adeguata gestione dei prodotti e il mantenimento della loro integrità (non degradazione), consente di ottenere accumuli di energia termica di durata molto lunga [30].

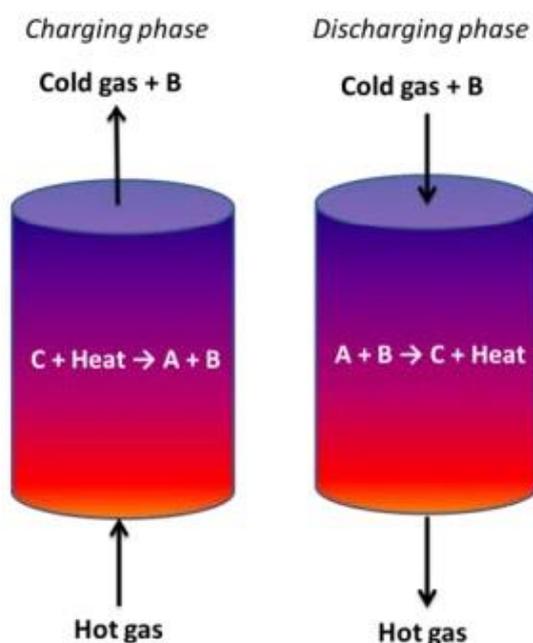
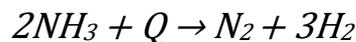


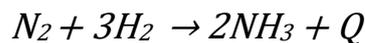
Figura 29- Schema delle fasi di carica e scarica di un accumulo termochimico [30]

L'accumulo termochimico si trova ancora allo stadio iniziale della fase di sviluppo (fase sperimentale primaria); ciò è dovuto alla complessità tecnologica, agli alti costi e al problema della degradazione dei materiali. Questi ultimi sono stati studiati e analizzati per determinarne l'adeguatezza in termini di requisiti. Oltre alla disponibilità, il costo e la densità energetica, sono parametri di interesse anche la sicurezza, la corrosività e la tossicità, la temperatura e il rateo di reazione e, per quanto riguarda il comportamento ciclico, la reversibilità e la degradazione. L'accumulo termochimico è caratterizzato da un grande potenziale: i tempi di accumulo realizzabili sono dell'ordine stagionale, la densità di energia accumulata ottenibile è molto alta e le perdite di calore sono ridotte. Nel lungo termine, quando saranno state risolte tutte le problematiche, questa tipologia di stoccaggio potrà diventare assai competitiva [30].

Una possibile applicazione consiste nella reazione di dissociazione (e sintesi) dell'ammoniaca. L'ammoniaca, in fase liquida, assorbendo calore si dissocia in azoto e idrogeno molecolari (reazione endotermica). Nella fase di scarico invece, la ricombinazione dei prodotti porta alla ri-sintesi dell'ammoniaca (liquida) con il conseguente rilascio del calore (reazione esotermica). Le reazioni di interesse sono [41]:



Equazione 5: Reazione di dissociazione dell'ammoniaca



Equazione 6: Reazione di ri-sintesi dell'ammoniaca

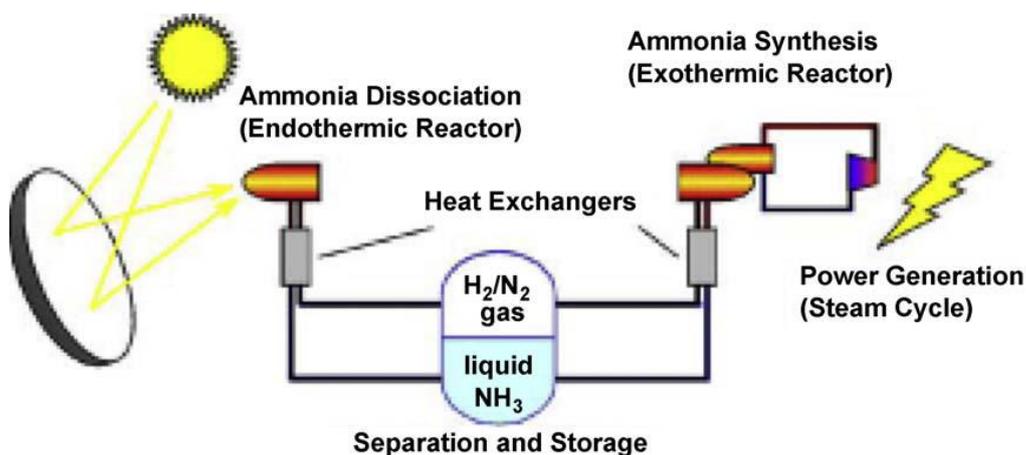


Figura 30- Schema semplificato di un accumulo elettrochimico ad ammoniaca di un impianto CSP [41]

4 CICLO RANKINE ORGANICO (ORC)

La produzione di potenza con metodi convenzionali (senza sfruttare turbine eoliche, idrauliche, pannelli fotovoltaici...) avviene attraverso i cicli termodinamici, questi possono essere suddivisibili in cicli a gas e cicli a vapore. La differenza sostanziale fra le due tipologie consiste nella fase del fluido di lavoro. Nei cicli a gas il fluido percorre il ciclo interamente in forma gassosa e la generazione di energia avviene grazie all'impiego di una turbina a gas. Nei cicli a vapore, il fluido di lavoro cambia di fase durante l'attraversamento del ciclo (da liquido a vapore e viceversa), e la produzione di potenza ha luogo tramite l'utilizzo di una turbina a vapore (è bene sottolineare che il corpo turbine può essere composto da più di una singola macchina). Il ciclo Rankine organico (ORC) è un particolare ciclo a vapore avente caratteristiche, vantaggi e svantaggi propri che lo contraddistinguono dal ciclo Rankine ordinario (ciclo a vapore standard).

4.1 Ciclo Rankine

Il ciclo Rankine è un ciclo termodinamico impiegato per trasformare il calore in lavoro meccanico. Sta alla base di qualsiasi impianto a vapore e viene principalmente utilizzato per la produzione di potenza nelle centrali termoelettriche (il lavoro prodotto dalla turbina viene convertito in energia elettrica dall'alternatore). Si tratta dunque del ciclo a vapore più semplice, da cui si sviluppano tutte le varianti, accomunate dall'impiego, come fluido di lavoro, del binomio acqua/vapore acqueo.

Il cambiamento di fase dell'acqua in vapore avviene a temperatura e pressione costante. Le condizioni di evaporazione non sono univoche, bensì il passaggio di stato ha luogo per molteplici valori di pressione e temperatura, e di conseguenza delle altre variabili termodinamiche ad esse correlate, come la densità o il volume specifico.

Esistono specifici diagrammi dove vengono delimitate le aree di esistenza delle varie fasi ed è possibile rappresentare le trasformazioni termodinamiche che il fluido può compiere; il tutto in funzione delle variabili termodinamiche. I diagrammi utilizzati si distinguono a seconda di quali variabili compaiono sulle ordinate e quali sulle ascisse. I più impiegati sono i diagrammi pressione-volume (p - V), temperatura-entropia (T - S) ed entalpia-entropia (H - S), dove la prima grandezza rappresenta l'asse delle ordinate e la seconda quello delle ascisse. Alle volte le variabili effettive sono sostituite da quelle specifiche, fatta eccezione per pressione e temperatura per cui non esiste in fisica la corrispondente grandezza specifica.

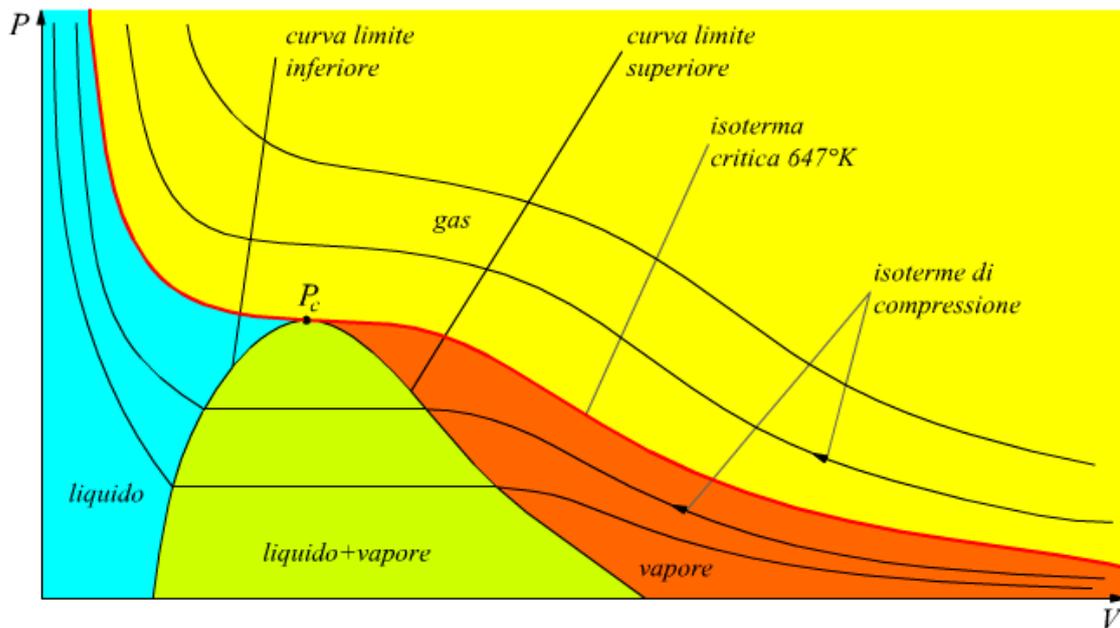


Figura 31- Diagramma p-V dell'acqua [42]

Nel diagramma si distinguono chiaramente le tre aree corrispondenti alle zone di esistenza delle fasi: liquido (area azzurra), vapore (area rossa) e gas (area gialla). Vi è inoltre una quarta area, colorata in verde, che rappresenta la zona bifasica, ovvero zona dove coesistono liquido e vapore. La zona bifasica è delimitata da due curve denominate curve limite, la curva limite inferiore o curva di liquido saturo e la curva limite superiore o curva di vapore saturo secco. La zona corrispondente alla fase gassosa è separata dalle restanti aree dall'isoterma critica (curva ricalcata in rosso nel diagramma). L'isoterma critica e le due curve limite hanno un punto comune che prende il nome di punto critico dove coesistono le condizioni di esistenza delle tre fasi. In tutti i punti appartenenti alle due curve limite, eccetto il punto critico, il fluido si trova in condizioni di saturazione ed è rispettivamente in fase liquida nel caso della curva inferiore, e in fase vapore nel caso della curva superiore. Nella zona bifasica si ha una miscela di liquido e vapore che varia a seconda della percentuale di una o dell'altra fase. Il titolo di vapore è il parametro che permette di determinare la composizione della miscela (conoscendo la massa totale), determinando se prevale la fase liquida, la fase vapore o se le due fasi si equivalgono. Il titolo di vapore (X) è definito come il rapporto fra la massa del vapore saturo secco (m_v) e la massa del vapore saturo secco più quella del liquido (m_l), ovvero la massa totale (m_{tot}).

$$X = \frac{m_v}{m_v + m_l} = \frac{m_v}{m_{tot}}$$

Equazione 7: Definizione algebrica di titolo del vapore

Il titolo varia da 0 nel caso di liquido saturo a 1 nel caso di vapore saturo secco.

4.1.1 Ciclo Rankine ideale

Il ciclo Rankine ideale non è fisicamente realizzabile, si tratta di un ciclo teorico, punto di partenza per l'attuazione del ciclo Rankine reale (ciclo base degli impianti a vapore). È caratterizzato da quattro trasformazioni: una compressione adiabatica reversibile, quindi isoentropica, il riscaldamento con successiva evaporazione, un'espansione isoentropica e infine la cessione del calore (condensazione del vapore). Per ciascuna delle quattro trasformazioni vi è una componente che permette di effettuarla. La compressione avviene in fase liquida, quindi può essere effettuata da una semplice pompa (non è necessario l'impiego di un compressore), il riscaldamento e la successiva evaporazione avvengono grazie al generatore di vapore, l'espansione ha luogo nella turbina a vapore e infine la cessione del calore di scarto la si ottiene facendo condensare il vapore nel condensatore.

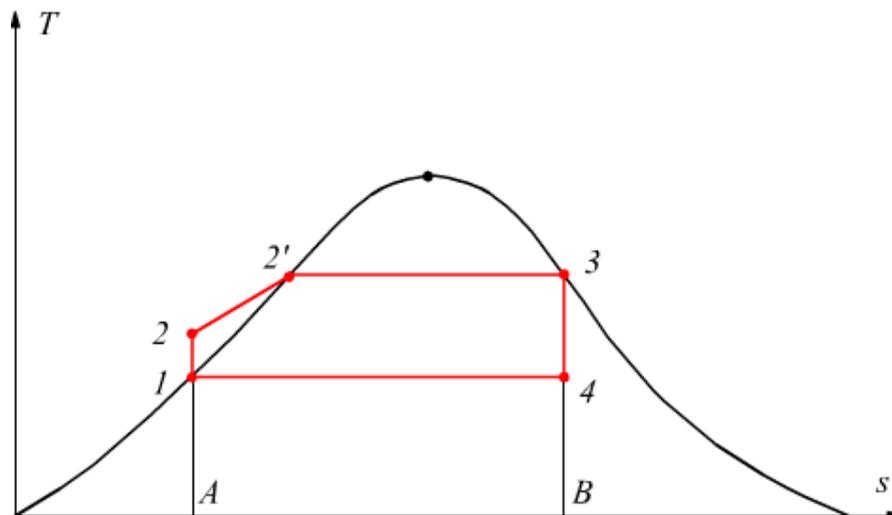


Figura 32- Ciclo Rankine ideale rappresentato nel diagramma T-s [43]

Nella figura soprastante vengono rappresentate le quattro trasformazioni del ciclo in un diagramma T-s; è bene ricordare che a sinistra della curva limite inferiore ci si trova in fase liquida e a destra della curva limite superiore ci si trova in fase vapore.

- 1-2 Compressione isoentropica: l'acqua (fase liquida) viene pompata dalla pressione p_1 alla pressione p_2 , in modo da raggiungere le condizioni necessarie per l'ingresso in caldaia (o generatore di vapore).
- 2-3 Riscaldamento ed evaporazione: questa trasformazione viene suddivisa in due parti per comprendere al meglio quello che compie il fluido in questa sezione. Innanzitutto, va specificato che l'assorbimento di calore avviene a pressione costante, la pressione p_2 (inizio riscaldamento) e p_3 (fine evaporazione) sono coincidenti, e, dunque, i punti di inizio e fine riscaldamento (punti 2 e 3) giacciono sulla stessa isobara. In una prima fase

(2-2') si ha cessione di calore da parte della fonte (CSP, combustibile fossile, combustibile nucleare...), per la quale l'acqua si riscalda, innalzandosi di temperatura e raggiungendo la condizione di liquido saturo (punto 2'). Successivamente la cessione di calore dalla fonte prosegue, ma non si ha un incremento di temperatura, bensì avviene la transizione di stato (2'-3). Il liquido inizia a evaporare, mantenendo costante la temperatura, fino al raggiungimento della condizione di vapore saturo secco ($X=1$), per il quale tutto il liquido è evaporato (punto 3). All'interno delle curve limite le isobare coincidono con le isoterme.

- 3-4 Espansione isoentropica: il vapore saturo secco espande isoentropicamente in una turbina a vapore in modo tale da produrre lavoro meccanico; la pressione di fine espansione (p_4) coincide con la pressione iniziale (p_1). Il punto di fine espansione (punto 4) giace nella zona bifasica, questo implica che all'uscita della turbina si ha una miscela di liquido vapore con un certo titolo di vapore (più vicino all'unità dato che il punto di fine espansione è prossimo alla curva limite superiore).
- 4-1 Cessione del calore: la miscela di acqua e vapore viene fatta fluire all'interno del condensatore in modo tale da riportarla alle condizioni iniziali (punto 1). Tutta la massa presente, cedendo calore, condensa, e si ottiene così la condizione di liquido saturo ($X=0$). Il rilascio del calore, esattamente come l'assorbimento, avviene a pressione costante e, siccome viene ceduto solo calore latente, anche a temperatura costante.

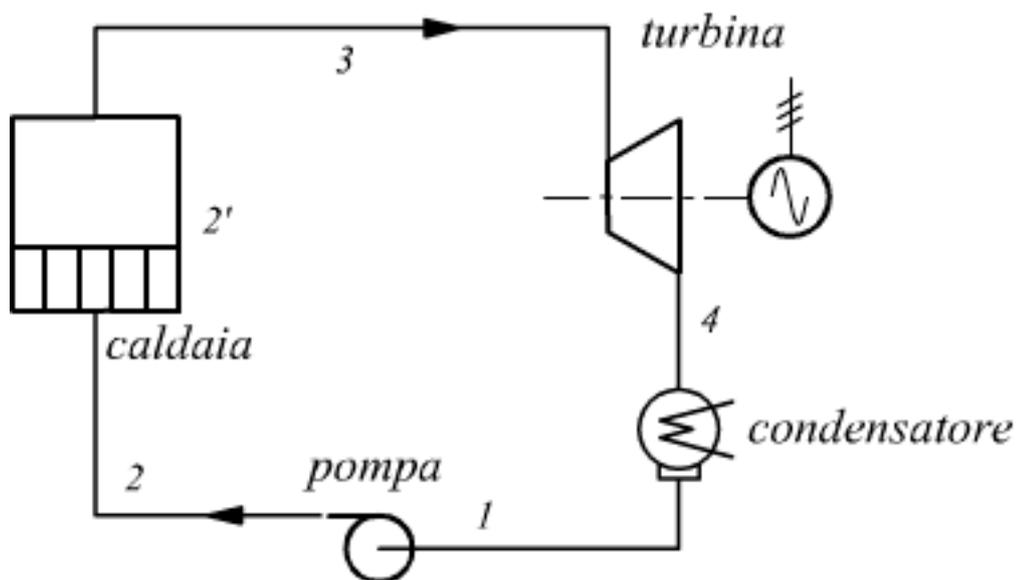


Figura 33- Schema di un impianto a ciclo Rankine [43]

Da un punto di vista termodinamico si hanno quattro flussi di energia, due entranti e due uscenti dal sistema:

Q_s : Il calore ceduto dalla sorgente di calore al sistema, avente segno positivo poiché entrante.

L_t : Il lavoro compiuto dalla turbina, essendo lavoro compiuto dal sistema ha segno positivo.

Q_i : Il calore ceduto dal sistema alla sorgente a bassa temperatura, avente segno negativo poiché uscente.

L_p : Il lavoro assorbito dalla pompa, essendo lavoro assorbito dal sistema ha segno negativo.

I flussi di energia possono essere analizzati sia in termini di grandezze effettive, che in termini di grandezze specifiche, ovvero divise per l'unità di massa. Dal primo principio si ottiene il bilancio energetico del ciclo Rankine, che risulta:

$$L_t - |L_p| = Q_s - |Q_i|$$

Equazione 8: Primo principio applicato al ciclo Rankine ideale

I valori assoluti vengono inseriti per tenere conto della convenzione dei segni adottata. Essendo il calore uscente negativo, senza valore assoluto questo verrebbe sommato (data la presenza di due segni negativi) al calore entrante, andando in contrapposizione ai principi della termodinamica (Il lavoro compiuto non può essere maggiore dell'energia spesa per compierlo); ragionamento simile per il lavoro assorbito dalla pompa.

Il lavoro complessivo (L), ovvero l'effetto utile del ciclo, è definito come differenza fra il lavoro effettuato dalla turbina ed il lavoro assorbito dalla pompa (in valore assoluto).

$$L = L_t - |L_p|$$

Equazione 9: Equazione del Lavoro del ciclo Rankine ideale

La pompa opera sempre con il fluido in fase liquida, ed assorbe energia per portare il liquido dalle condizioni corrispondenti al punto 1 a quelle corrispondenti al punto 2. In realtà, essendo il liquido incomprimibile, il lavoro assorbito dalla pompa può essere trascurato, facendo sì che il lavoro complessivo coincida con il lavoro compiuto dalla turbina ($L \equiv L_t$). In questo modo si può svolgere un'analisi semplificata anche se meno accurata.

Il rendimento del sistema viene definito come il rapporto tra l'energia ottenuta (lavoro complessivo) e l'energia spesa (calore ceduto dalla sorgente); dunque, il rendimento del ciclo Rankine ideale risulta:

$$\eta = \frac{L}{Q_s} = \frac{l}{q_s}$$

Equazione 10: Rendimento del ciclo Rankine ideale

Dove nella prima frazione vengono utilizzate le grandezze effettive mentre nel secondo rapporto vengono impiegate quelle specifiche.

I quattro flussi energetici specifici possono essere calcolati come differenza di entalpia (specifica) fra il punto di partenza e quello di arrivo (o viceversa), di ogni singola trasformazione:

Calore ceduto dalla sorgente (positivo): $q_s = h_3 - h_2$

Lavoro assorbito dalla pompa (negativo): $l_p = h_1 - h_2$

Calore di condensazione o di scarto (negativo): $q_i = h_1 - h_4$

Lavoro compiuto dalla turbina (positivo): $l_t = h_3 - h_4$

Equazioni 11-12-13-14: Formule per il calcolo dei flussi energetici legati al ciclo Rankine ideale.

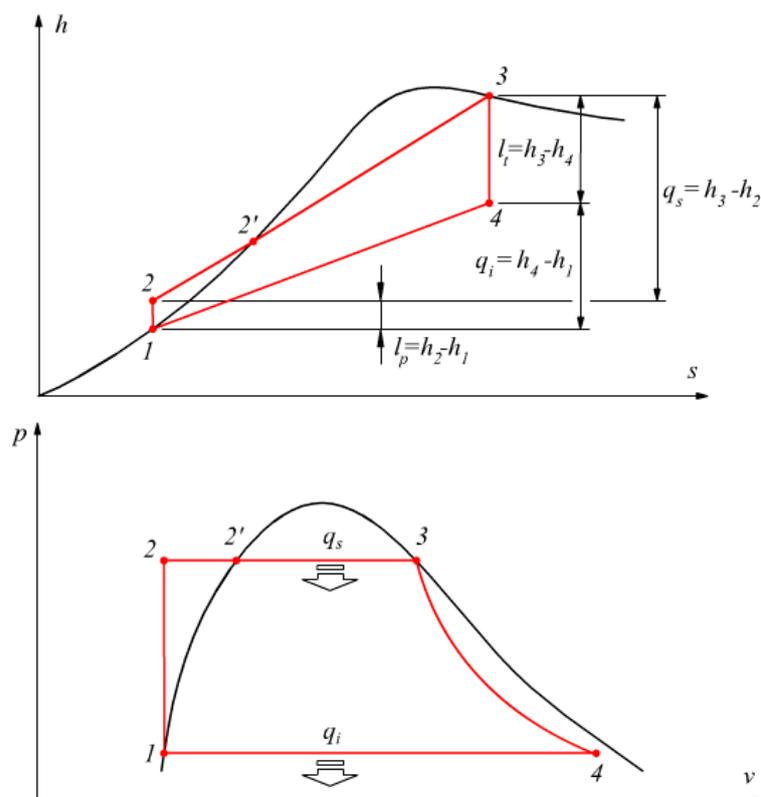


Figure 34 e 35- Rappresentazione del ciclo Rankine ideale nei diagrammi h-s (sopra) e p-v (sotto) [43]

4.1.2 Ciclo Rankine reale

Il ciclo Rankine reale è caratterizzato da quattro trasformazioni (e quattro componenti) come nel caso ideale. Tuttavia, differisce da quest'ultimo poiché, nel caso reale, vengono considerate tutte le voci di perdite che occorrono quando si analizza il funzionamento effettivo dei macchinari e dei fluidi che li percorrono. Le perdite hanno come diretta conseguenza una modifica del ciclo e delle trasformazioni che il fluido compie; nonostante le componenti rimangano sempre le stesse: pompa (compressione), generatore di vapore (assorbimento di calore), turbina a vapore (espansione) e condensatore (cessione del calore in eccesso).

Innanzitutto, bisogna tenere conto delle cadute di pressione che l'acqua ed il vapore acqueo subiscono fluendo nelle varie unità. Le perdite di carico maggiori le si hanno durante la fase di assorbimento e cessione del calore, dunque nel corso dell'attraversamento del generatore di vapore (o caldaia) e del condensatore. Le cadute di pressione implicano una diminuzione dell'energia del fluido e, di conseguenza, una riduzione del lavoro producibile. All'interno della pompa, le perdite di carico vengono prese in considerazione attraverso il rendimento idraulico.

L'impiego delle macchine comporta, inoltre, una serie di perdite, di cui si tiene conto attraverso varie tipologie di rendimento. Il rendimento è sempre un rapporto fra energia utile ed energia spesa ed è sempre compreso tra 0 ed 1. Un rendimento pari all'unità implicherebbe la totale assenza di perdite e l'utilizzo di tutta l'energia in ingresso (assenza del calore di scarto di condensazione); situazione impossibile dal punto di vista termodinamico. Fra i rendimenti di cui tenere conto vi sono:

- **Rendimento elettrico e meccanico:** la conversione da energia meccanica ad elettrica, e viceversa, implica, inevitabilmente, che vi siano delle perdite. L'effetto di tali perdite lo si riscontra sia per quanto concerne la turbina che la pompa. La turbina produce lavoro meccanico e lo trasmette all'albero motore a cui è collegato l'alternatore, la trasmissione del lavoro prodotto comporta che una parte dell'energia si disperda (perdite meccaniche). L'alternatore, il cui compito è quello di convertire l'energia meccanica in elettrica, ha un proprio rendimento dato dal fatto che non riesce a trasformare tutto il lavoro in ingresso in energia elettrica in uscita, contribuendo ad un ulteriore aumento delle perdite (perdite elettriche). Analizzando la pompa si ha la situazione inversa, il motore, che assorbe energia elettrica, deve convertirla per fornire energia meccanica all'albero della pompa e, a causa dell'imperfetta conversione, si hanno le prime perdite (perdite elettriche). L'energia meccanica prodotta viene trasmessa alle pale della pompa, comportando un'ulteriore dispersione energetica (perdite meccaniche). Quindi,

se per la turbina le perdite elettriche e meccaniche costituiscono una riduzione del lavoro producibile, per la pompa implicano un maggiore consumo di energia elettrica. Questo è dovuto al fatto che bisogna garantire un certo lavoro meccanico affinché la pompa produca l'effetto utile; per assicurarsi che l'energia meccanica in ingresso sia sufficiente, è necessario tenere conto di tutte le perdite e, dunque, consumare maggiore energia elettrica in ingresso.

- **Rendimento globale del generatore di vapore:** il generatore di vapore ha lo scopo di fornire calore all'acqua in modo tale che quest'ultima evapori completamente. Non tutta l'energia termica fornita dal g.d.v. viene assorbita dal fluido durante la transizione di fase, parte di essa si disperde andando ad incrementare le perdite. In questo caso il rendimento, e le relative perdite, si differenziano molto a seconda della tipologia di unità. Per esempio, se si opera con una caldaia dove si ha combustione di un idrocarburo, vi sarà anche un rendimento di combustione; se il generatore di vapore è un generatore a recupero, funzionante con i gas di scarico di un impianto a gas, la combustione non è presente e le dispersioni saranno dovute esclusivamente all'imperfetto scambio termico.
- **Rendimento isoentropico:** nel ciclo ideale, sia la compressione che l'espansione sono due trasformazioni adiabatiche reversibili o isoentropiche. Questo implica che non vi sia alcun aumento di entropia nel passaggio dal punto 1 al punto 2 e dal punto 3 al punto 4. Si tratta, tuttavia, di una condizione ideale; nel ciclo Rankine reale è necessario tenere conto delle trasformazioni effettive, ovvero con aumento di entropia e, di conseguenza, lo spostamento dei punti di fine espansione (4) e fine compressione (2). Si avrà, dunque, una riduzione del lavoro producibile dovuta al fatto che il punto di fine espansione reale avrà entalpia maggiore di quello di fine espansione ideale (una diminuzione del salto entalpico comporta una riduzione del lavoro producibile); e un aumento del lavoro assorbito dalla pompa dovuto all'aumento di entalpia del punto di fine espansione (in questo caso il salto entalpico aumenta, implicando un maggiore assorbimento di energia per poter effettuare il pompaggio). Il rendimento isoentropico viene valutato come rapporto fra lavoro reale e lavoro ideale nel caso della turbina, e lavoro ideale e lavoro reale nel caso della pompa. I rapporti sono invertiti poiché nell'espansione l'effetto desiderato è avere il maggiore lavoro possibile, e difatti il lavoro più grande è quello ideale e si trova al denominatore. Nella compressione invece l'effetto desiderato è quello di dover assorbire il minore lavoro possibile per effettuare il pompaggio, il lavoro minore è quello ideale e si trova al numeratore. Il rendimento isoentropico, che sia di

compressione o di espansione, sarà sempre compreso tra 0 e 1 (come gli altri rendimenti citati).

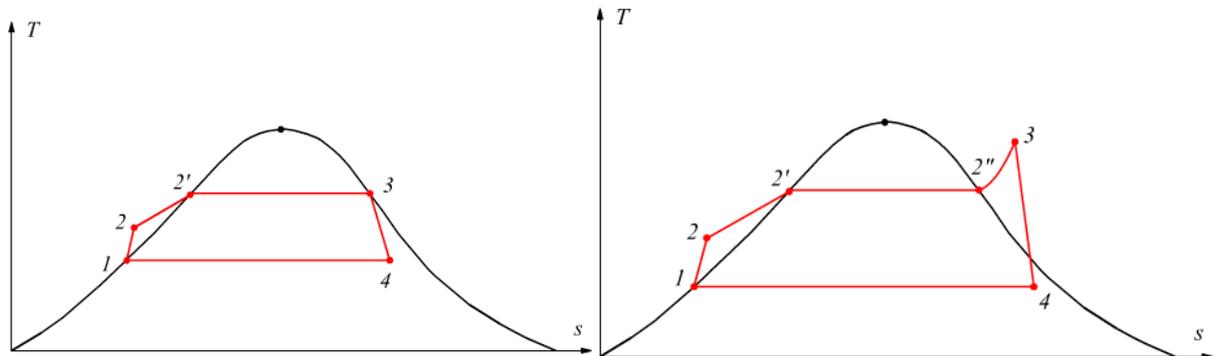


Figura 36 e 37- Rappresentazione nel diagramma T-s del ciclo Rankine reale standard (sinistra) e con surriscaldamento (destra) [43]

Nelle due immagini soprastanti si può notare che la compressione (1-2) e l'espansione (3-4) non sono rappresentate da linee dritte (isoentropiche) bensì da linee inclinate, ad indicare un aumento di entropia nel corso della trasformazione. L'immagine di destra costituisce una variante del ciclo standard in cui l'espansione non ha inizio nel punto che giace sulla curva di saturazione (punto 3 dell'immagine a sinistra), bensì si ha un ulteriore cessione di calore sensibile che provoca un surriscaldamento del vapore con un conseguente aumento della temperatura e dell'entalpia.

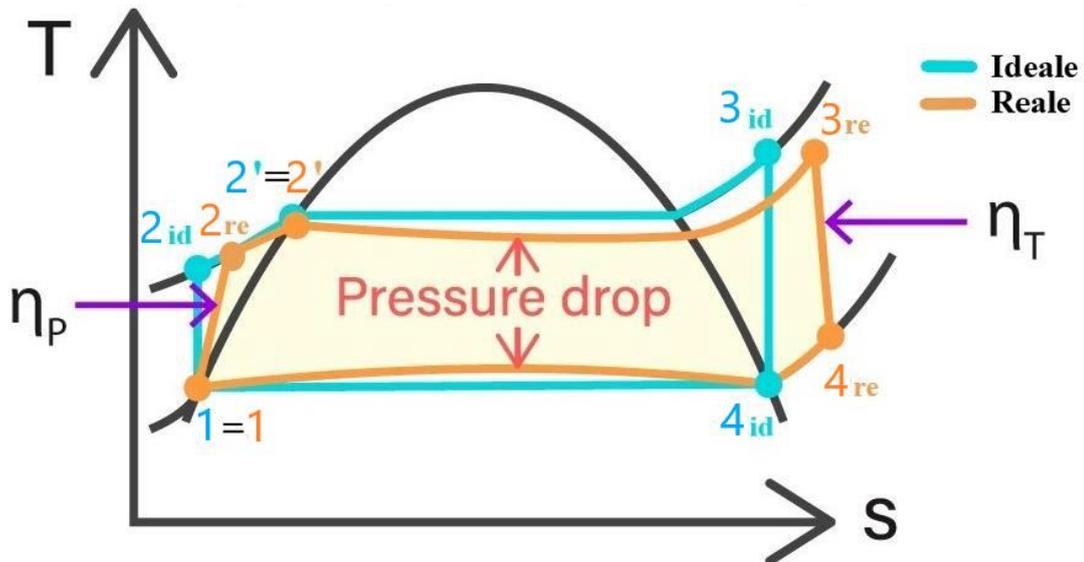


Figura 38- Rappresentazione nel diagramma T-s del ciclo Rankine ideale (azzurro) e reale (arancione)

L'ultima immagine rappresenta il ciclo Rankine ideale ed il ciclo Rankine reale messi a confronto. Oltre alle trasformazioni reali (non isoentropiche) vengono evidenziate anche le perdite dovute alle cadute di pressione che, come si era già descritto, sono maggiori nel condensatore e nel generatore di vapore. Quest'ultimo aspetto va a condizionare fortemente l'espansione, difatti, mentre il punto iniziale del ciclo (punto 1) è lo stesso sia che si consideri il caso ideale che quello reale (la compressione ha inizio nelle medesime condizioni), il punto di inizio espansione (punto 3) differisce da un caso all'altro. L'impatto delle cadute di pressione sull'espansione la si comprende maggiormente analizzando i due rendimenti isoentropici, che corrispondono, appunto, al rapporto fra i relativi salti entalpici (rapporto tra lavoro ideale e reale e viceversa).

$$\eta_{is,turbina} = \frac{L_{reale}}{L_{ideale}} = \frac{h_{3,re} - h_{4,re}}{h_{3,id} - h_{4,id}}$$

$$\eta_{is,pompa} = \frac{L_{ideale}}{L_{reale}} = \frac{|h_1 - h_{2,id}|}{|h_1 - h_{2,re}|}$$

Equazioni 15-16: Formule per la valutazione dei rendimenti isoentropici di espansione e compressione

Mentre nel caso del rendimento isoentropico della pompa, la differenza fra caso reale e caso ideale dipende esclusivamente dal punto di fine compressione, nel caso della turbina si ha un contributo sia dal punto di inizio che di fine espansione. Difatti nessuno dei due punti coincide fra caso reale e ideale, andando a costituire una maggiore riduzione del lavoro producibile nella prima tipologia rispetto alla seconda: diminuzione dell'entalpia iniziale a causa delle perdite di carico ed aumento dell'entalpia finale a causa dell'irreversibilità della reazione. La diretta conseguenza è una riduzione del rendimento del ciclo.

Il ciclo Rankine reale mostrato nella figura 38 presenta un'ulteriore differenza rispetto al ciclo raffigurato nelle immagini precedenti (figura 36-37), oltre alle perdite di carico, per le quali si possono svolgere analisi meno approfondite trascurandole. La diversità è legata alla posizione del punto di fine espansione (punto 4). Nelle figure 36 e 37 il punto 4 si trova all'interno delle curve limiti, comportando la presenza di una miscela bifase con un titolo compreso tra 0 e 1; nella figura successiva invece, il punto di fine espansione, sia ideale che reale, si trova al più sulla curva di vapore saturo secco, oppure a destra di quest'ultima. Nelle applicazioni pratiche, quando si ha un'espansione in una turbina a vapore, si tende ad ottenere vapore puro anche in uscita, o perlomeno ad avere un titolo del vapore quanto più possibile vicino all'unità. La

ragione risiede nel deterioramento delle pale della turbina da parte dell'acqua. La fase liquida, infatti, è caratterizzata da una densità molto maggiore della fase vapore; il contatto dell'acqua con le componenti della macchina può portare a danni sempre più gravi al crescere della quantità di liquido presente, fino alla completa rottura. Le conseguenze sono dannose sia in termini economici che in termini di interruzione della produzione di potenza, motivi per il quale si vuole evitare tale situazione. Un accorgimento per superare il problema risiede nell'effettuare un surriscaldamento fino ad una temperatura sufficientemente alta da garantire un'espansione completamente monofase. La diretta conseguenza del surriscaldamento è una maggiore richiesta di quantità di calore in ingresso, con un inevitabile aumento dei costi e del consumo di energia termica. L'effetto benefico, tuttavia, non si limita al preservare l'integrità della turbina, bensì si ha anche un maggiore salto entalpico e, dunque, una maggiore quantità di lavoro producibile (vantaggio indiretto). Il ciclo con surriscaldamento prende il nome di ciclo di Rankine- Hirn. Un'ulteriore soluzione, qualora non sia possibile o non sia previsto (reattore nucleare BWR) effettuare un surriscaldamento, è quella di rivestire le pale della turbina con un apposito strato protettivo; tuttavia, si tratta di un rivestimento alquanto oneroso.

La turbina non è costituita da un unico stadio, dato il grande salto entalpico è necessario dividerla in più stadi che si differenziano in base alla pressione di ingresso (stadio ad alta pressione, media o bassa pressione). Vi sono inoltre impianti dove non si ha un solo corpo turbina, bensì le turbine sono più di una e i cicli visti fino ad adesso subiscono alcune modifiche. Un esempio è quello del ciclo Rankine reale con risurriscaldamento.

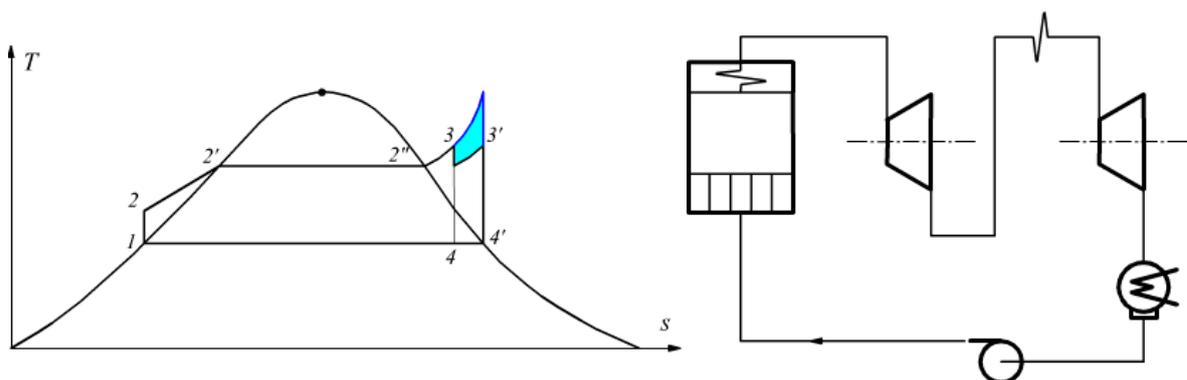


Figure 39 e 40- Rappresentazione nel diagramma T-s di un ciclo Rankine con risurriscaldamento (sinistra) e del corrispondente schema di impianto (destra)

In questa soluzione viene effettuato un primo surriscaldamento con successiva espansione in turbina ad alta pressione e, all'uscita dalla prima turbina, un secondo surriscaldamento (risurriscaldamento) seguito da un'espansione in una turbina (a bassa pressione) fino alla pressione di condensazione. Si possono avere anche tre surriscaldamenti con successive espansioni, oltre non risulta più conveniente a causa dell'aumento del volume del vapore che

comporterebbe la necessità di turbine di dimensioni eccessive (aumento dei costi e dell'ingombro) [43].

Il ciclo Rankine con risurriscaldamento è solo una delle varianti possibili, ve ne sono altre caratterizzate ciascuna dai propri vantaggi. Un esempio è costituito dal ciclo rigenerativo, dove attraverso uno o più spillamenti effettuati quando il fluido attraversa il corpo turbina, si riduce la quantità di energia termica necessaria al generatore di vapore (diminuendone i costi), fornendo il calore mancante con l'utilizzo di scambiatori a miscela o a superficie. La possibilità di effettuare spillamenti consente di ottenere rendimenti più alti, proprio grazie alla rigenerazione interna al ciclo. Un'ulteriore soluzione consiste negli impianti a recupero totale e parziale. Nei primi, il calore in uscita dalla turbina, prima dell'ingresso nel condensatore, viene interamente recuperato e destinato ad un'utenza termica (recupero totale); in quelli a recupero parziale invece, viene prelevato parte del calore fra l'uscita della turbina ad alta pressione e l'ingresso di quella a bassa pressione, destinandolo sempre ad un'utenza termica ma a temperatura maggiore.

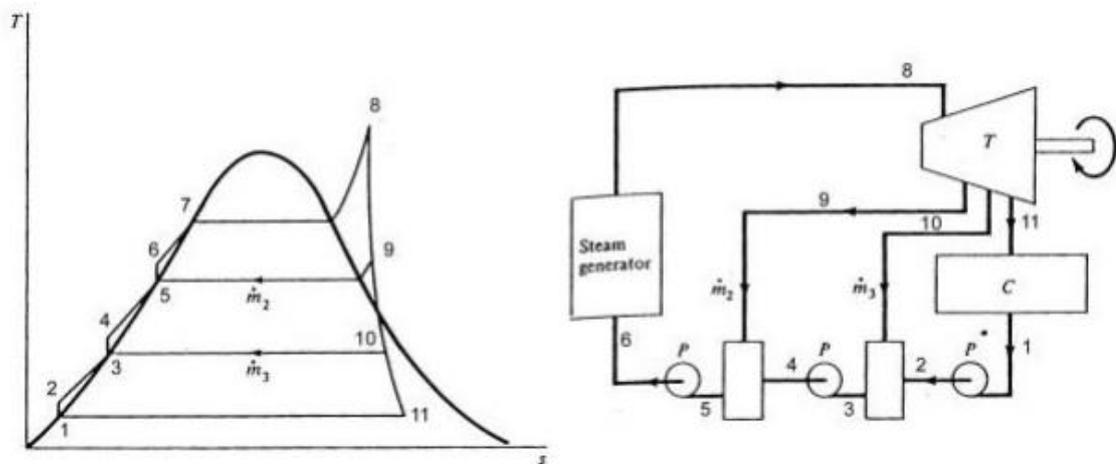


Figure 41 e 41bis- Rappresentazione nel diagramma T-s di un ciclo Rankine rigenerativo con tre spillamenti e scambiatori a miscela (sinistra), e corrispondente schema impiantistico (destra)

In generale il ciclo Rankine si presta molto bene per impianti di grossa taglia e operanti ad alte temperature. Il fluido di lavoro, ovvero l'acqua, è caratterizzato da un costo molto basso, da grande reperibilità, da stabilità chimica e, soprattutto, non è un elemento tossico o inquinante a livello ambientale. I limiti maggiori per questa tipologia di ciclo sono di genere strutturale (temperature eccessivamente alte potrebbero compromettere l'integrità dei materiali con cui sono costruiti le macchine) ed economico (ingenti costi non consentono di avere un guadagno accettabile).

4.2 Ciclo Rankine organico

4.2.1 Generalità

I sistemi ORC (Organic Rankine Cycle) sono una classe di cicli Rankine operanti con fluidi bassobollenti, ovvero fluidi aventi una temperatura di ebollizione a pressione ambiente inferiore a quella dell'acqua [46]. Un'altra caratteristica che accomuna i fluidi organici è quella di avere un peso molecolare maggiore di quello di quest'ultima [45]. Va precisato che, nonostante la maggioranza dei fluidi impiegati siano di natura organica, vengono classificati come ORC anche tutti i cicli funzionanti con fluidi bassobollenti inorganici. Il ciclo sulla quale si basano è lo stesso (o molto simile) ciclo termodinamico degli impianti a vapore d'acqua e di conseguenza anche le componenti base (pompa, generatore di vapore, espansore e condensatore); la differenza è che le proprietà dei fluidi utilizzati consentono di avere bassi costi impiantistici e di sfruttare sorgenti a basse temperature in maniera economicamente vantaggiosa [46].

La prima applicazione la si deve a Frank Ofeldt che, alla fine del 1800, progettò un sistema di propulsione per imbarcazioni di piccola taglia funzionante a nafta, andando così a sostituire il vapore come fluido di lavoro. Nel secolo successivo vennero studiati i sistemi ORC applicati principalmente alla geotermia e al solare termodinamico, in particolare, alla fine del 1970, tre professori del Politecnico di Milano (Angelino, Macchi e Gaia) dedicarono i loro studi alla realizzazione di cicli ORC alimentati dal calore della terra o della radiazione solare (il professor Gaia successivamente fondò la Turboden, una delle principali ditte che oggi è specializzata nella costruzione di moduli ORC). Nello stesso periodo (anni '70) era di particolare interesse anche l'analisi dei cicli Rankine ad ammoniaca per la rigenerazione a secco degli impianti nucleari. I sistemi ORC vennero abbandonati di lì a poco, per poi divenire nuovamente oggetto di interesse nel nuovo millennio, grazie anche al legame esistente fra questi sistemi e le fonti rinnovabili. Attualmente trovano impiego sia negli ambiti già citati (geotermico e solare), che nel campo delle biomasse o del recupero del calore di scarto industriale [46].

Il grande vantaggio dei cicli ORC risiede, come già accennato, nel poter sfruttare sorgenti termiche anche a bassa temperatura. Nei sistemi a vapore d'acqua, non è conveniente l'impiego di calore proveniente da sorgenti termiche a medio-bassa temperatura. La prima ragione risiede nel fatto che la pressione e la temperatura (sia di saturazione che di surriscaldamento) dovrebbero essere ridotte per adeguarsi alla fonte, comportando un inevitabile abbassamento del rendimento del ciclo (il surriscaldamento è indispensabile per non avere fase liquida negli ultimi stadi della turbina). Un altro motivo è legato all'eccessivo volume del vapore alle basse

pressioni. Una pressione di condensazione troppo bassa implica la necessità, come già specificato in precedenza, di avere turbine di dimensioni smisurate negli ultimi stadi, con aumento dei costi e dell'inefficienza del ciclo.

Lo sfruttamento di sorgenti termiche a temperature medio basse comporta irrimediabilmente che i rendimenti del ciclo siano inferiori rispetto a quelli dei cicli Rankine a vapore. Tuttavia, l'obiettivo principale nel settore degli ORC non è quello di ottenere cicli con rendimenti elevati, bensì quello di produrre lavoro utile da fonti di calore che diversamente potrebbero essere sfruttate al più per alimentare un'utenza termica. Si ha dunque la possibilità di ottenere energia meccanica, e di conseguenza anche elettrica, attraverso il recupero di calore, soluzione incompatibile con i sistemi a vapore convenzionali.

Le tipologie di impianto ORC sviluppate sono differenti, presentano affinità con i sistemi a vapore d'acqua e hanno l'obiettivo comune di migliorare quanto più è possibile le prestazioni del ciclo. Fra le soluzioni principali vi sono:

- **Cicli subcritici saturi:** si tratta dei cicli ORC più semplici dal punto di vista impiantistico. La temperatura massima raggiunta dal fluido di lavoro rimane inferiore alla sua temperatura critica; non vi è surriscaldamento, dunque, il punto di inizio espansione si trova sulla curva limite superiore (vapore saturo).
- **Cicli subcritici surriscaldati:** questa classe di ORC, come la precedente, opera fra temperature inferiori alla temperatura critica del fluido di lavoro. È presente il surriscaldatore (impianto più complesso del precedente), dunque il punto di inizio espansione si trova nella zona del vapore surriscaldato e non più sulla curva limite. Il surriscaldamento spesso è necessario per evitare di avere un'espansione bifase, che comprometta l'integrità della turbina e il rendimento del ciclo. La scelta di effettuare o meno il surriscaldamento è fortemente influenzata dalla tipologia di fluido adottata e verrà discussa nel dettaglio successivamente.
- **Cicli supercritici:** nei cicli ORC supercritici, il fluido opera parzialmente a pressione e temperatura maggiori di quella critica. Più precisamente, l'assorbimento di calore, ovvero il passaggio nel generatore di vapore a recupero o caldaia, avviene in condizioni supercritiche, mentre la cessione del calore, dunque il passaggio nel condensatore, avviene in condizioni subcritiche come i cicli precedenti.

In tutti i cicli descritti è possibile effettuare una rigenerazione interna al ciclo attraverso lo spillamento, ed un recupero parziale del calore attraverso uno scambiatore posto a fine espansione. Nel primo caso si effettuano, in numero variabile, spillamenti di vapore durante

l'espansione. La parte di vapore prelevata (generalmente una portata piccola) viene impiegata per preriscaldare il fluido prima dell'ingresso di quest'ultimo nel generatore di vapore; con un effetto benefico sul rendimento del ciclo. Nella seconda soluzione invece, si effettua un recupero parziale del calore a fine espansione; l'energia termica recuperata viene utilizzata, come nel caso precedente, per preriscaldare il fluido prima del suo ingresso nel g.d.v. In questa tipologia il miglioramento delle prestazioni del ciclo è sempre riscontrabile nei fluidi di tipo "dry" (descritti successivamente); non è possibile fare le stesse considerazioni per le altre tipologie di fluido, in cui l'applicazione è realizzabile ma non sempre vantaggiosa. Entrambe le soluzioni sono indipendenti e sono applicabili al medesimo ciclo contemporaneamente [45]. Nei paragrafi successivi verranno analizzati il ciclo ORC subcritico saturo e il ciclo ORC subcritico saturo con recuperatore di calore. Non verranno presi in considerazione le altre tipologie poiché di minore interesse per l'analisi svolta.

4.2.2 ORC subcritico saturo

Il ciclo ORC subcritico saturo è molto simile al ciclo Rankine reale senza surriscaldamento. Come già precisato il punto di inizio espansione si trova sulla curva di vapore saturo e le componenti sono identiche a quelle presenti nel ciclo a vapore d'acqua: pompa, generatore di vapore (suddivisibile in economizzatore e vaporizzatore), espansore (turbina o un'altra tipologia di espansore) e condensatore.

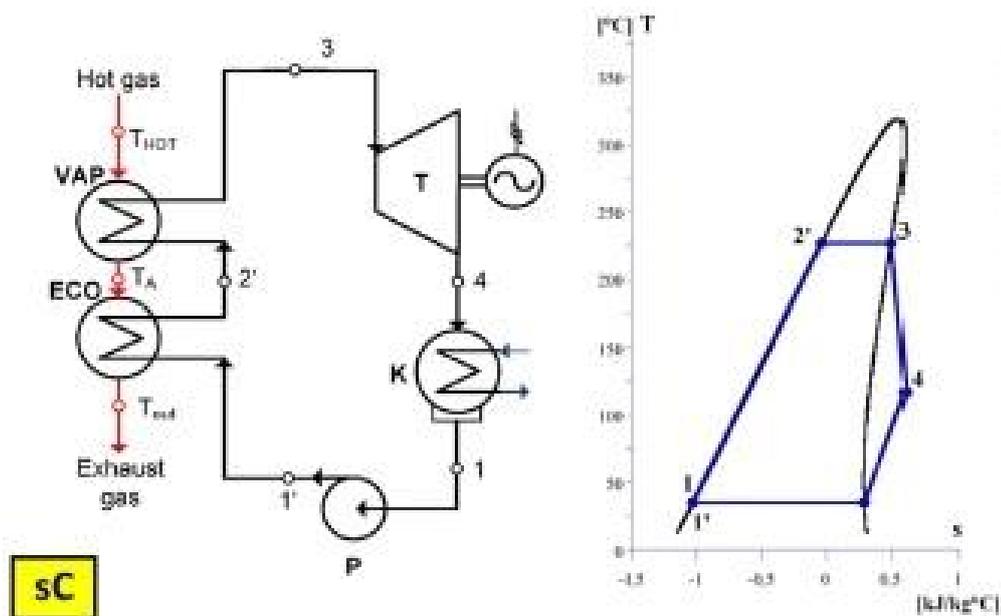


Figura 42 e 43- Schema impiantistico del ciclo ORC subcritico saturo (sinistra) e relativo ciclo nel diagramma T-s (destra) [47]

- 1-1' Pompaggio: il fluido organico viene pompato con un incremento di pressione prima dell'ingresso nel generatore di vapore.
- 1'-3 Assorbimento di calore: durante il passaggio nel generatore di vapore, il fluido assorbe energia termica dalla fonte (geotermica, solare, calore di scarto...) e subisce una transizione di fase. Il processo, così come nel caso del ciclo a vapore d'acqua, è suddivisibile in due parti. Nella prima (1'-2') si ha assorbimento di calore sensibile, con un conseguente aumento della temperatura ma senza alcun passaggio di stato (trasformazione monofase); la componente del generatore di vapore in cui viene attuato questo processo prende il nome di economizzatore. La trasformazione successiva invece (2'-3), consiste nell'effettiva transizione di fase, la fonte cede calore latente al fluido che, mantenendo costante la temperatura, evapora completamente; la componente del generatore di vapore dove avviene questo processo corrisponde al vaporizzatore. È intuibile come, nel caso di surriscaldamento, il generatore di vapore sarà costituito da una terza componente, oltre alle precedenti, denominata surriscaldatore (considerazioni analoghe sono valide anche nel caso dei cicli a vapore d'acqua).
- 3-4 Espansione: il fluido, completamente evaporato, espande partendo da un punto situato sulla curva limite superiore, fino alla pressione di condensazione. Nei cicli ORC i salti entalpici sono minori rispetto ai cicli a vapore d'acqua, permettendo di avere turbine con un numero di stadi ridotto (molto compatte). Inoltre, il vapore d'acqua è caratterizzato da una grande variazione di densità fra ammissione e scarico della turbina, mentre per i fluidi organici tale variazione è comparabile con il grado di espansione della macchina. Questo accorgimento consente di impiegare, per i cicli organici, anche espansori volumetrici, con un aumento della flessibilità di utilizzo ed una notevole riduzione dei costi [46].
- 4-1 Cessione del calore: il fluido, a fine espansione, attraversa il condensatore e cede il calore in eccesso, cambiando il proprio stato di aggregazione. Questa trasformazione varia molto a seconda della tipologia di fluido adottata. Nell'esempio rappresentato in figura 43 (fluido di tipo dry) la prima parte di cessione del calore avviene con un decremento di temperatura ed è un processo monofasico. Nella seconda invece, il vapore condensa fino al raggiungimento delle condizioni di liquido saturo (temperatura e pressione costanti). Diversamente avverrà per altre tipologie di fluido (si rimanda ai paragrafi successivi).

Da un punto di vista energetico, le considerazioni sono analoghe a quelle fatte nel caso di un ciclo a vapore d'acqua. Si hanno quattro trasformazioni con quattro corrispondenti flussi energetici, due positivi (calore ceduto dalla fonte al sistema e lavoro utile prodotto dall'espansore) e due negativi (calore ceduto dal sistema al condensatore e lavoro assorbito dalla pompa per effettuare il pompaggio).

Calore assorbito dalla fonte (positivo): $Q_{s,ORC} = m_{ORC} * (h_3 - h_{1'})$

Calore ceduto al condensatore (negativo): $Q_{i,ORC} = m_{ORC} * (h_1 - h_4)$

Lavoro utile compiuto dall'espansore (positivo): $L_{e,ORC} = m_{ORC} * (h_3 - h_4)$

Lavoro assorbito dalla pompa (negativo): $L_{p,ORC} = m_{ORC} * (h_1 - h_{1'})$

Equazioni 17-18-19-20: Formule di calcolo dei flussi energetici in un ciclo ORC subcritico saturo

Il bilancio energetico di primo principio ed il rendimento del ciclo si calcolano in maniera analoga al caso in cui vi sia vapore d'acqua. Anche per i cicli organici è possibile trascurare il lavoro della pompa, data la sottile differenza entalpica fra il punto 1 e il punto 1'.

$$Q_{s,ORC} - |Q_{i,ORC}| = L_{ORC}$$

Equazione 21: Primo principio di un ciclo ORC subcritico saturo

Il lavoro complessivo del ciclo Rankine organico (L_{ORC}) corrisponderà alla differenza fra il lavoro utile compiuto dall'espansore ed il valore assoluto (sempre dovuto alle convenzioni) del lavoro di pompaggio (nel caso in cui non si trascuri quest'ultimo), oppure, coinciderà con il lavoro utile dell'espansore qualora venisse trascurato il lavoro negativo effettuato dalla pompa ($h_{1'} \approx h_1$).

Il rendimento del ciclo corrisponde al rapporto fra energia utile ed energia spesa:

$$\eta_{ORC} = \frac{L_{ORC}}{Q_{s,ORC}}$$

Equazione 22: Rendimento del ciclo ORC subcritico saturo

4.2.3 ORC subcritico saturo con recuperatore di calore

Il ciclo Organico subcritico saturo con recupero di calore è una soluzione particolarmente conveniente per i fluidi di tipo dry. A differenza del caso del vapore d'acqua, dove il calore di scarto all'uscita dalla turbina viene destinato ad utenza termica, nei cicli ORC può essere impiegato per preriscaldare il fluido prima del suo ingresso nell'economizzatore. Questo è possibile grazie alle caratteristiche di alcuni fluidi che consentono, a livello termodinamico, di effettuare tale processo.

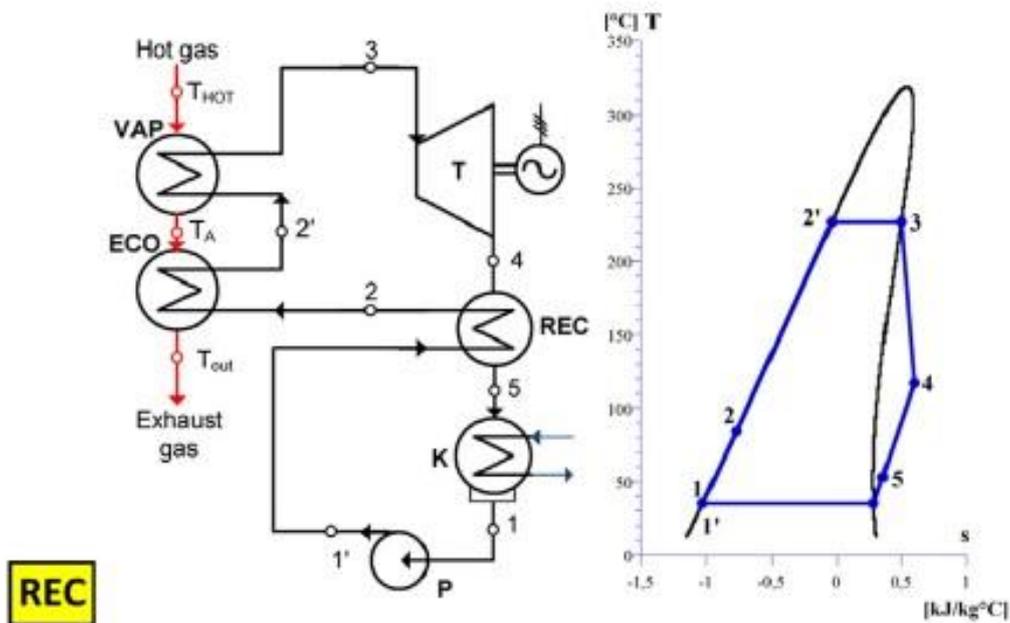


Figure 44 e 45- Schema impiantistico del ciclo ORC subcritico saturo con recupero di calore (sinistra) e relativo ciclo nel diagramma T-s (destra) [47]

La differenza, rispetto al caso senza recupero di calore, consiste nello scambio termico effettuato all'uscita dall'espansore. Il fluido nelle condizioni di fine espansione attraversa uno scambiatore e cede calore sensibile ad un'altra portata di fluido che, invece, deve ancora compiere il ciclo. Il calore in eccesso, che per i fluidi dry è suddivisibile in sensibile e latente, viene così parzialmente recuperato e riutilizzato internamente al ciclo (parzialmente poiché solo una frazione del calore sensibile viene recuperata). Il processo è realizzabile solamente se il gradiente termico è tale da consentire lo scambio termico, in caso contrario risulterebbe termodinamicamente impossibile. Più precisamente, la temperatura del fluido caldo in ingresso nello scambiatore (punto 4) deve essere maggiore di quella del fluido freddo all'uscita (punto 2) e, analogamente, la temperatura del fluido caldo all'uscita (punto 5) deve essere maggiore di quella del fluido freddo all'ingresso (punto 1'); si parla appunto di scambio termico in controcorrente.

Nel caso ideale, il calore ceduto dal fluido caldo coinciderebbe con quello assorbito dal fluido freddo, mentre a livello reale bisogna tenere conto anche delle perdite termiche. Il bilancio energetico al recuperatore sarà:

$$Q_{4 \rightarrow 5} = Q_{1' \rightarrow 2} + Q_{loss}$$

Equazione 23: Bilancio energetico al recuperatore di calore

Dove: $Q_{4 \rightarrow 5}$ corrisponde al calore ceduto dal fluido caldo, $Q_{1' \rightarrow 2}$ a quello assorbito dal fluido freddo e Q_{loss} rappresenta le perdite termiche.

Mentre il lavoro assorbito per il pompaggio ed il lavoro utile prodotto dall'espansore non subiscono variazioni rispetto al caso senza recupero termico (l'esiguo salto entalpico a cavallo della pompa rende sempre il lavoro assorbito trascurabile), i due flussi energetici di assorbimento e cessione del calore presentano dei cambiamenti (cambiano i salti entalpici).

Calore assorbito dalla fonte (positivo): $Q_{s,ORC_REC} = m_{ORC_REC} * (h_3 - h_2)$

Calore ceduto al condensatore (negativo): $Q_{i,ORC_REC} = m_{ORC_REC} * (h_5 - h_1)$

Equazione 24: Calcolo dei flussi termici di un ciclo ORC subcritico saturo con recupero di calore

L'equazione di bilancio di primo principio del ciclo e quella del rendimento non subiscono variazioni, i termini presenti rimangono gli stessi, cambiano i valori di alcuni di essi. In questa soluzione, infatti, l'entalpia del fluido all'ingresso nell'economizzatore è aumentata rispetto al caso precedente, con una conseguente riduzione del salto entalpico a cavallo del generatore di vapore e, dunque, del calore necessario per riscaldare ed evaporare il fluido (calore assorbito dalla fonte). È evidente come una riduzione dell'energia spesa (calore assorbito), a parità di energia utile (il lavoro di espansione rimane invariato), implica un aumento del rendimento del ciclo.

Esplicitando l'equazione dei due rendimenti si ottiene:

$$\eta_{ORC} = \frac{L_{ORC}}{Q_{s,ORC}} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{1'}} \quad \eta_{ORC_REC} = \frac{L_{ORC_REC}}{Q_{s,ORC_REC}} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_2}$$

Equazioni 25-26: Rendimento del ciclo ORC subcritico saturo senza e con recupero termico

Essendo $h_2 > h_{1'}$, allora: $\eta_{ORC_REC} > \eta_{ORC}$

I benefici associati del recupero termico non sono riscontrabili in tutti i tipi di fluidi; le considerazioni fatte fino ad ora sono circoscritte al caso di fluido di tipo dry.

4.3 Fluidi organici

Nell'ambito dello studio o della progettazione di impianti ORC, la scelta del fluido di lavoro è l'operazione più importante da compiere. La gamma di fluidi organici è molto ampia (oli siliconici, idrocarburi e fluorocarburi...) ed i requisiti valutabili numerosi, questo fa sì che non esista un unico fluido adatto ad ogni tipo di impianto, bensì è necessario considerare le esigenze del processo specifico per determinare quale o quali siano i più adeguati, andando ad influenzare il layout e le componenti del sistema. I fluidi organici sono caratterizzati da differenti proprietà riguardanti aspetti: termodinamici, ambientali, chimici e fisici e di sicurezza e compatibilità. In questo paragrafo verranno presentate le caratteristiche principali, o che maggiormente influenzano la scelta di un tipo di fluido rispetto ad un altro [45].

4.3.1 Pendenza della curva limite superiore

La pendenza della curva limite superiore (curva di vapore saturo) è una delle caratteristiche principali di cui tenere conto nella scelta del fluido di lavoro. A seconda che quest'ultima sia positiva, negativa o nulla, i fluidi organici vengono suddivisi in tre categorie, rispettivamente: dry (già citati precedentemente), wet e isentropic. La pendenza della curva limite superiore nel diagramma T-s corrisponde alla derivata dell'entropia rispetto alla temperatura (ds/dT)

- **Dry**

I fluidi di tipo dry ("asciutti" o "secchi" dall'inglese) sono tutti i fluidi che presentano una curva limite superiore con pendenza positiva ($ds/dT > 0$). Questa caratteristica consente di effettuare un'espansione, a partire dalle condizioni di vapore saturo, interamente nella zona monofase dei vapori surriscaldati (non è necessario un surriscaldamento) [45].

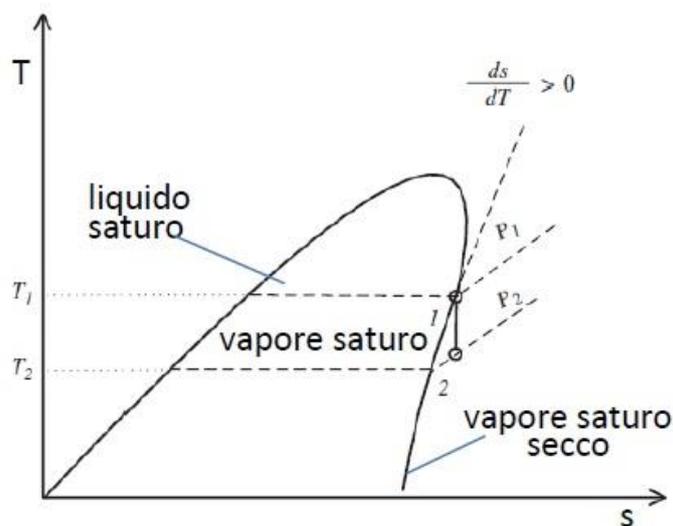


Figura 46- Diagramma T-s di un fluido secco (dry) [45]

I fluidi asciutti, inoltre, consentono di effettuare il recupero termico parziale con un incremento del rendimento del ciclo. Parte del calore sensibile all'uscita dall'espansore viene rigenerato ed utilizzato per preriscaldare un'altra portata di fluido prima dell'ingresso nell'economizzatore. Non è possibile recuperare l'intera frazione del calore sensibile di scarto, sia per il riscaldamento effettuato dalla pompa che incrementa la temperatura di ingresso del fluido freddo nello scambiatore di calore, sia perché le superfici dello scambiatore hanno dimensioni finite [46]. Nel caso in cui l'inclinazione della curva sia molto pronunciata, il carico di potenza termica che il condensatore deve smaltire può risultare eccessivo, rendendo quindi obbligatoria la rigenerazione interna attraverso il recupero termico parziale [45]. La presenza del recuperatore di calore aumenta il rendimento del ciclo ma comporta anche un incremento dei costi e della complessità dell'impianto. I fluidi asciutti, come già specificato, non necessitano di surriscaldamento, ma se lo si vuole effettuare diventa indispensabile la rigenerazione interna per non incorrere in una riduzione del rendimento (effetto controproducente) [46].

- **Wet**

Si parla di fluidi di tipo wet o bell-shaped (dall'inglese "bagnati" o "a forma di campana", data la geometria delle due curve limiti) quando la pendenza della curva limite superiore è negativa ($ds/dT < 0$) e, dunque, la curva di vapore saturo assume una forma simile a quella dell'acqua.

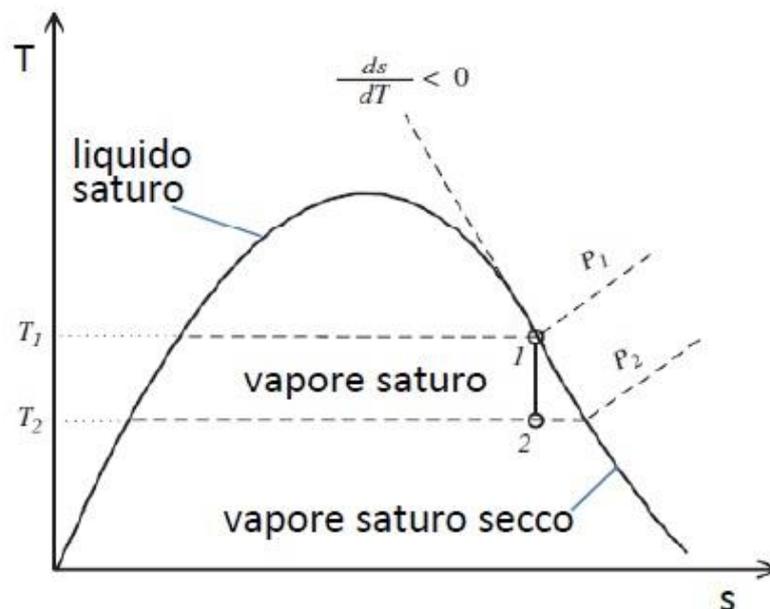


Figura 47- Diagramma T-s di un fluido bagnato (wet) [45]

In questa tipologia di fluidi, se si effettua un'espansione a partire dalle condizioni di vapore saturo (senza surriscaldamento), la trasformazione avviene interamente nella zona bifase (come mostra l'immagine soprastante), con una parziale condensazione del fluido e l'inevitabile formazione di gocce nell'espansore. La presenza di liquido durante l'espansione comporta un

danno sia per quanto riguarda la termodinamica del processo, sia perché compromette la resistenza meccanica del macchinario stesso, rendendo di fatto indispensabile effettuare un surriscaldamento prima dell'espansione [45]. Il surriscaldamento nei fluidi bagnati, oltre a permettere un'espansione monofase, aumenta il rendimento del ciclo, a differenza dei fluidi asciutti dove la presenza del surriscaldatore senza rigeneratore causava l'effetto opposto (decremento dell'efficienza). Tuttavia, i fluidi wet risultano poco adatti negli impianti a recupero, dove difficilmente si hanno a disposizione sorgenti in grado di surriscaldare [48]. Si tratta di fluidi aventi un peso molecolare minore e che solitamente necessitano di lavorare con pressioni di evaporazioni molto alte, date le modeste temperature critiche. [46].

- **Isentropic**

La terza categoria comprende tutti i fluidi dove la curva limite superiore è verticale (o quasi) e, dunque, la pendenza è nulla ($ds/dT=0$). Vengono appunto definiti isoentropici (“isentropic” in inglese) poiché la curva limite giace lungo una linea isoentropica.

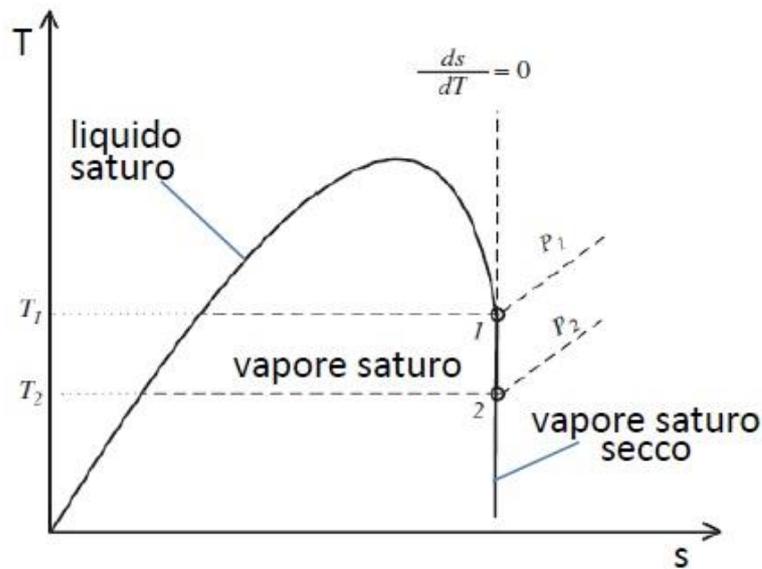


Figura 48- Diagramma T-s di un fluido isoentropico (isentropic) [45]

Se si impiega un fluido isoentropico, l'espansione può essere effettuata a partire dalla condizione di vapore saturo senza che vi sia alcuna problematica (come nei fluidi wet). Idealmente, l'espansione dovrebbe seguire la curva (espansione isoentropica), avvenendo interamente nelle condizioni di saturazione. Nella realtà, siccome l'aumento di entropia è inevitabile, la trasformazione ha luogo, almeno parzialmente, nella zona dei vapori surriscaldati, terminando comunque in un'area adiacente alla curva. I fluidi isoentropici, così come i fluidi asciutti, non necessitano del surriscaldamento, tuttavia, a differenza di quest'ultimi, il surriscaldamento, se presente, non ha un effetto negativo (decremento del rendimento). Da questo punto di vista, i fluidi isoentropici si comportano in maniera simile ai

fluidi bagnati, l'aumento della temperatura di ingresso in turbina (surriscaldamento) incrementa il rendimento. Se per i fluidi bagnati però, l'incremento è continuo e marcato, per i fluidi isoentropici, oltre a non essere così netto, la crescita del rendimento tende a diminuire con l'aumento della temperatura di fine surriscaldamento, andandosi a stabilizzare [48].

4.3.2 Calore latente di evaporazione

Il calore latente di evaporazione è un parametro che va ad influenzare inevitabilmente la fase di assorbimento di calore. Se si dispone di una fonte di calore a bassa temperatura (per esempio calore di scarto) è preferibile utilizzare un fluido con un basso calore latente di vaporizzazione, poiché il processo (evaporazione) ha luogo ad una temperatura più varia e, agendo in questo modo, il profilo di temperatura del fluido di lavoro è più adatto per seguire quello della sorgente (fonte di calore), riducendo le irreversibilità [49]. Nel caso in cui si disponga di una sorgente a media o alta temperatura, invece, un fluido con calore latente di evaporazione elevato consente di assorbire una grande quantità di energia termica durante la transizione di fase (evaporazione), rendendo così non necessario effettuare un surriscaldamento o un recupero interno al ciclo (o qualsiasi altro processo di cessione del calore da parte di una fonte). Il calore latente di evaporazione è rilevante anche per quanto riguarda il lavoro utile del ciclo. Lo si può intuire osservando il diagramma T-s, dove l'integrale di linea, dunque l'area del ciclo, rappresenta il calore scambiato dal sistema con l'esterno (sommatoria di flussi termici entranti e uscenti). Applicando il primo principio al ciclo si ottiene l'uguaglianza fra il calore scambiato con l'esterno e il lavoro utile prodotto (trascurando il lavoro di pompaggio); dunque, l'area del ciclo corrisponde al lavoro prodotto. Se la distanza fra le curve limite inferiore e superiore è maggiore, sarà maggiore anche il calore latente di evaporazione (a parità di temperatura e pressione) e di conseguenza anche l'area del ciclo. In conclusione, si può affermare che: maggiore è il calore latente di evaporazione (maggiore distanza tra le curve limite), maggiore è il lavoro specifico prodotto (area del ciclo) e minore è la portata in massa; non valgono considerazioni analoghe anche per la portata volumetrica poiché quest'ultima è strettamente legata alla densità. L'aumento del lavoro specifico prodotto è dovuto ad un aumento del salto entalpico, questo implica l'utilizzo di turbine con un numero maggiore di stadi (potenza meccanica prodotta costante). [46].

4.3.3 Temperatura e pressione critica

Nella scelta del fluido di lavoro, uno dei parametri chiave di cui tenere conto è sicuramente la temperatura critica. Quest'ultima, infatti, deve essere superiore rispetto alla temperatura massima raggiunta dal fluido nel ciclo, e, al tempo stesso, deve essere superiore o non troppo

inferiore rispetto alla temperatura della sorgente termica. In caso contrario si ha produzione di entropia dovuta all' ampia distanza tra le curve di scambio termico ed una limitazione del rendimento termodinamico. Il rendimento non è ottimizzato a causa dell'eccessiva differenza tra la temperatura di evaporazione e la massima temperatura raggiungibile sfruttando quella fonte. Questo discorso è valido quando si parla di cicli subcritici, se invece si sta analizzando un ciclo supercritico è necessario che la temperatura critica non sia eccessivamente alta, in modo che possa essere raggiunta e superata (condizioni di supercriticità), compatibilmente con la sorgente di cui si dispone [46].

Bassa T (< 150 °C)	Media T (150-250 °C)	Alta T (> 250 °C)
T_{crit} (°C)	T_{crit} (°C)	T_{crit} (°C)
R143	N-Butano	N-Eptano
R32	R245fa	Cicloesano
Propano	HFE7000	Benzene
R134a	Novoc649	MDM
R245	SES36	N-Ottano
R152a	R123	Toluene
Ammoniaca	HFE7100	MD2M
IsoButano	N-Pentano	R-30B2
R236ea	Esano	N-Propilbenzene
RE-134	Metanolo	N-Butilbenzene
	Etanolo	R-20B3
	MM	

Tabella 1- Classificazione dei fluidi organici in base alla temperatura critica [45]

Anche la pressione critica deve essere valutata con attenzione, facendo in modo che la pressione di evaporazione del ciclo non si avvicini mai eccessivamente ad essa. Nella zona vicino al punto critico, infatti, le proprietà del fluido subiscono brusche variazioni; dunque, per piccoli cambiamenti di temperatura si hanno grandi variazioni di pressione, con una conseguente instabilità del sistema. Per quanto riguarda i fluidi asciutti (dry), una pressione di evaporazione del ciclo eccessivamente vicina a quella critica comporta il rischio di iniziare l'espansione nella zona bifasica, ovvero all'interno delle due curve limite (dettaglio rappresentato nella figura 49) [46].

Vi sono diversi criteri, derivati da studi, sulla scelta di temperatura e pressione di evaporazione, rispetto ai relativi parametri critici. Il primo suggerisce di operare con pressioni che siano di 10 bar inferiori a quella critica, un altro invece, consiglia di avere come temperatura massima del ciclo, una temperatura inferiore di 10-15 °C rispetto a quella critica. Altri invece, valutano la pressione massima di esercizio in maniera non univoca, basandosi sullo studio della pendenza della curva limite superiore.

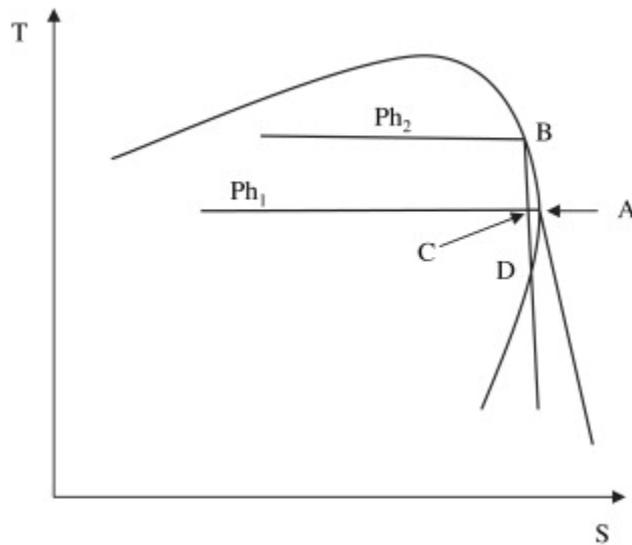


Figura 49- Dettaglio riguardante la problematica dell'espansione bifase in un fluido asciutto operante a pressioni vicino a quelle critiche [46]

4.3.4 Temperatura di congelamento

La temperatura di congelamento deve essere la più bassa possibile, onde evitare danni all'impianto durante il periodo invernale; inoltre, non deve essere compatibile alla temperatura dell'ambiente esterno, nemmeno nei periodi più rigidi. Per quanto concerne la temperatura minima del ciclo, questa deve essere sempre nettamente superiore a quella di congelamento [46].

4.3.5 Pressioni di esercizio

Le due pressioni di esercizio sono quella di evaporazione e quella di condensazione. La prima non deve essere eccessivamente elevata, in modo tale da contenere lo spessore dei tubi (limitando quindi i costi), da evitare particolari accorgimenti per quanto riguarda le guarnizioni, e da ridurre le perdite di fluido. La pressione di condensazione più auspicabile, invece, è maggiore della pressione ambiente, così da evitare infiltrazioni d'aria nell'impianto; quest'ultime vanno evitate poiché quando si opera con i fluidi organici non è possibile impiegare degassatori. Negli impianti di piccola taglia si possono utilizzare fluidi aventi pressione di condensazione inferiore a quella ambiente grazie alla capacità di garantire una tenuta quasi perfetta (senza infiltrazioni) a costi abbastanza limitati [46].

4.3.6 Densità

La densità del vapore è opportuno che sia la più alta possibile (basso volume specifico), così da consentire l'impiego di portate volumetriche minori, con una conseguente riduzione delle perdite di carico e delle dimensioni dello scambiatore, oltretutto delle dimensioni dell'espansore. Tutti questi accorgimenti comportano un apprezzabile riduzione della taglia e quindi dei costi dell'impianto [49]. Anche in fase liquida è più apprezzabile un'elevata densità, in modo tale da limitare le perdite di pompaggio. Per la valutazione di quest'ultime si utilizzano due parametri chiamati Backwork Ratio e Total Backwork Ratio.

$$B. R. = \frac{L_p}{L_u} \quad T. B. R. = \frac{L_p}{L_t}$$

Equazioni 27-28: Formule di valutazione del Backwork Ratio e del Total Backwork Ratio

Dove L_p , L_u ed L_t rappresentano rispettivamente, il lavoro della pompa, il lavoro utile (differenza fra il lavoro della turbina e il valore assoluto del lavoro della pompa) e il lavoro della turbina. I due parametri, che devono essere i più bassi possibile, con determinati fluidi e particolari layout, possono raggiungere valori del 5-10 % [46].

4.3.7 Viscosità e conducibilità

La viscosità deve essere bassa sia nella fase liquida che nella fase vapore, in modo tale da ridurre le perdite di attrito lungo i tubi e negli scambiatori di calore (condensatore, generatore di vapore, rigeneratore...) [49]. La viscosità influenza anche il coefficiente di scambio termico; la correlazione fra i due parametri è riscontrabile attraverso il numero di Nusselt. Analizzando quest'ultimo, ci si accorge che minore è la viscosità del fluido e maggiore è il coefficiente di scambio termico [46]. La conducibilità, al contrario della viscosità, deve essere la più alta possibile, così da ottimizzare lo scambio termico.

4.3.8 Peso molecolare

Il peso molecolare è inversamente proporzionale al salto entalpico a cavallo dell'espansore (salto di entalpia specifica). Maggiore è il peso molecolare del fluido, minore è il salto entalpico, con una conseguente riduzione del numero di stadi necessari per effettuare l'espansione; questo aspetto porta ad una diminuzione dei costi e della complessità dell'impianto [49]. Un elevato

peso molecolare, inoltre, comporta una maggiore portata e, dunque, palettature più alte, facendo diminuire le perdite per trafileamento ed aumentando il rendimento della turbina [46].

4.3.9 Stabilità chimica e compatibilità

I fluidi organici, a differenza dell'acqua, hanno il problema della stabilità chimica ad alte temperature di esercizio. Se la temperatura massima del ciclo è eccessivamente elevata, vi è la possibilità che il fluido si decomponga, portando a fenomeni di corrosione e ignizione. È dunque estremamente importante che il fluido di lavoro sia chimicamente stabile alle alte temperature, tenendo conto di anomalie quali picchi inaspettati, e mantenendo sempre la temperatura massima entro un margine di sicurezza [49]. Un'ulteriore problematica riguarda la stabilità chimica del fluido a contatto con le pareti solide dei componenti dell'impianto, la quale deve essere garantita durante tutto il ciclo di lavoro [46].

4.3.10 Sicurezza (tossicità e infiammabilità)

Molti fluidi organici presentano un certo grado di tossicità e di infiammabilità. La soluzione più auspicabile, soprattutto nelle applicazioni domestiche, è quella di utilizzare fluidi non infiammabili e atossici. Quando, invece, tali caratteristiche non sono strettamente necessarie, si pone l'attenzione principalmente sulle prestazioni del fluido, nonostante quest'ultimo presenti una leggera tossicità o infiammabilità. Negli impianti ORC, nel caso di fughe, la tossicità e l'infiammabilità costituiscono un problema per la salute e la sicurezza del personale. Per garantire un ambiente di lavoro protetto, quando si impiegano fluidi infiammabili è necessario utilizzare apparecchiature a norma ATEX; mentre per quanto riguarda la tossicità, è indispensabile mantenere una buona ventilazione dei locali [46].

4.3.11 Impatto ambientale

Un aspetto estremamente importante nella scelta del fluido organico è l'impatto che questo provoca all'ambiente. Nonostante i fluidi vengano utilizzati in circuiti chiusi, è necessario valutare il danno ecologico che potrebbero provocare nel caso in cui vi siano dispersioni accidentali in ambiente, o nel caso entrino in contatto con l'ecosistema durante il loro ciclo di vita. I tre indici che vengono impiegati per determinare l'impatto ambientale sono: l'Ozone

Depletion Potential (ODP), il Global Warming Potential (GWP) e l'Atmospheric Lifetime (ALT) [49].

- Ozone Depletion Potential (ODP)

Il Potenziale di eliminazione dell'ozono di un composto chimico corrisponde al degrado che esso può causare nello strato di ozono atmosferico, comparato con il danno prodotto da una sostanza di riferimento. Più precisamente, viene calcolato come il rapporto tra la perdita di ozono causata dalla sostanza di interesse e la perdita procurata dalla medesima massa di triclorofluorometano (R11). L'R11 è il composto di riferimento e possiede un ODP pari ad uno; le sostanze che non hanno effetto sullo strato di ozono, come gli idrofluorocarburi, hanno, invece, un indice ODP corrispondente a zero. Vi sono composti chimici, come i clorofluorocarburi (CFC) che sono stati banditi dal commercio a causa dell'elevato ODP ed un alto impatto ambientale, altri invece che presentano un ODP molto basso (idroclorofluorocarburi o HCFC), poiché si decompongono prima di raggiungere la stratosfera, ma subiranno comunque un ritiro completo dalla vendita entro il 2040 a causa della loro tossicità (contengono cloro) [46].

- Global Warming Potential (GWP)

Il Potenziale di riscaldamento globale esprime il contributo all'effetto serra di un gas rispetto all'effetto serra causato dall'anidride carbonica. L'indice GWP della CO₂ corrisponde all'unità, il metano ha un valore di 25 volte superiore mentre alcuni refrigeranti sorpassano di oltre mille volte l'indice di riferimento [46].

- Atmospheric Lifetime (ALT)

Il tempo di permanenza in atmosfera è la stima del tempo in cui un determinato gas rimane in atmosfera, può essere dell'ordine di pochi anni fino a migliaia di anni. Un gas viene considerato ancora presente in atmosfera fino a quando la sua concentrazione non è sufficientemente bassa da essere uguale in tutto il mondo, e non esclusivamente vicino alla fonte emittente. Viene utilizzato per valutare le conseguenze dell'inquinamento a lungo termine.

4.3.12 Costo e reperibilità

Quando si progetta un impianto ORC, si è fortemente condizionati dall'aspetto economico e di reperibilità del fluido. Vi sono fluidi organici, come gli idrocarburi, che hanno un basso costo

e sono facilmente reperibili; tuttavia, presentano problemi di instabilità alle alte temperature e sono caratterizzati da un elevato livello di infiammabilità. I fluidi che assicurano ottime prestazioni sono anche quelli che comportano spese eccessive, per tale ragione è necessario trovare un compromesso tra le due caratteristiche. È opportuno anche tenere conto che alcuni fluidi potrebbero essere banditi dal commercio prima di giungere al termine di vita utile dell'impianto, comportando un incremento eccessivo dell'investimento, oltre che l'interruzione della produzione [49].

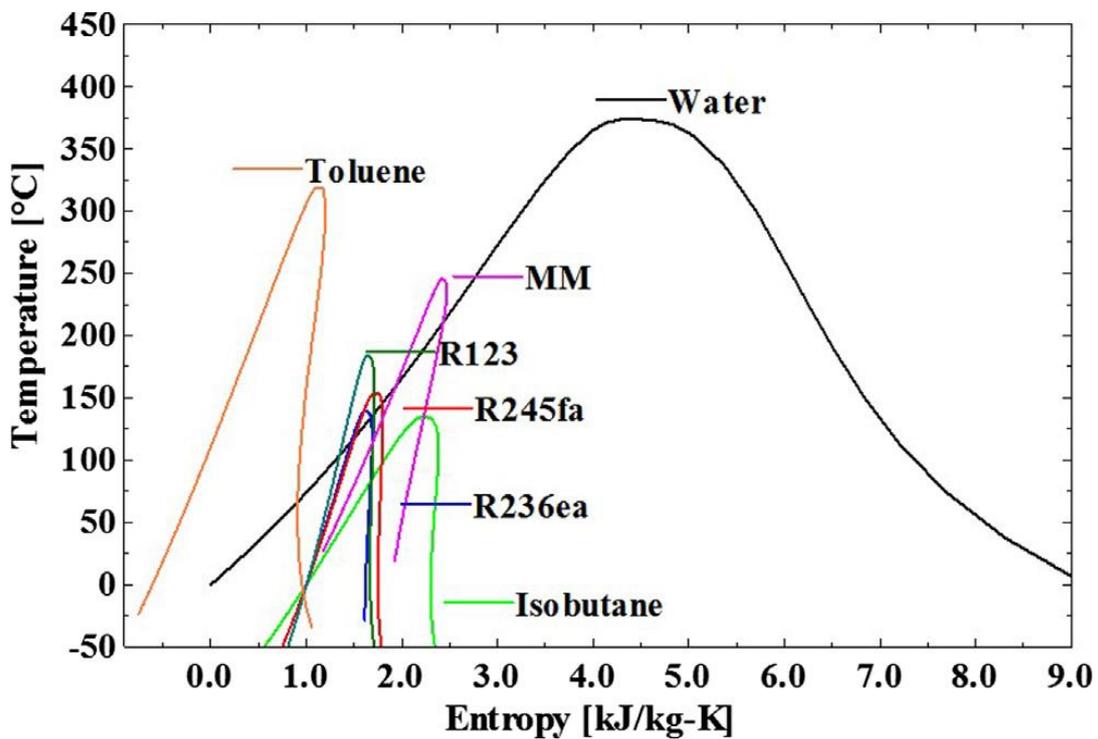


Figura 50- Curve di saturazione di alcuni fluidi organici confrontate con le curve di saturazione dell'acqua nel diagramma T-s [49]

5 MODELLAZIONE DEL CICLO ORC

In questo capitolo viene effettuata la modellazione del ciclo Rankine organico, andando ad analizzare sia il caso subcritico semplice, che con rigenerazione interna. Lo studio viene svolto attraverso il software Aspen Plus®.

Aspen Plus® è un software molto valido che consente di simulare, modellare ed analizzare le singole componenti degli impianti e gli impianti nella loro interezza, con estrema rapidità. Il software è dotato di un vasto database e di una libreria attraverso la quale si possono studiare processi a livello ingegneristico, andando a modificare interattivamente le condizioni di operatività, la configurazione del sistema o le componenti stesse. È possibile elaborare un sistema sia partendo da un modello preesistente che da uno vuoto; e, fornendo dati termodinamici di input affidabili, si è in grado di progettare un nuovo impianto in maniera realistica oppure effettuare un'analisi per ottimizzarne uno già esistente.

La prima fase della modellazione consiste nella selezione dei fluidi di lavoro più adeguati, tenendo conto dei parametri di interesse descritti in precedenza. Una volta effettuato lo studio con i fluidi prestabiliti, è possibile verificare la fattibilità del progetto, andando ad analizzare la compatibilità con la potenza termica prodotta dal concentratore solare a disposizione. Prima di effettuare la selezione, viene descritto il concentratore parabolico che fornisce la potenza termica di ingresso per il ciclo ORC, e vengono analizzati i dati sperimentali disponibili.

5.1 Descrizione del concentratore solare

Il concentratore solare preso in considerazione per questa analisi è un collettore parabolico a disco situato sul tetto dell'Energy Center di Torino. È stato realizzato per ordine e conto del Politecnico di Torino con lo scopo di effettuare sperimentazioni al fine di ricerca e per uso temporaneo. Il sistema a concentrazione è composto da un paraboloide realizzato in alluminio, il quale è rivestito, nella parte interna, da un film polimerico riflettente e con elevata efficienza ottica. L'impianto è dotato di un sistema di inseguimento solare automatico a due assi indipendenti (azimut ed elevazione), il quale permette di orientare il disco in modo tale da captare la radiazione solare con il miglior angolo di incidenza possibile in qualsiasi momento della giornata. L'inseguitore automatico è in grado di direzionare il paraboloide attraverso il calcolo delle coordinate solari effettuato in tempo reale e con la massima precisione teorica. Il concentratore ha una superficie captante pari a $4,5 \text{ m}^2$ con un rendimento ottico dell'80% e permette di raggiungere temperature superiori a 1800 °C nel fuoco del paraboloide. In

condizioni ottimali e con una radiazione diretta media pari a 800 W/m^2 , la potenza termica concentrata risulta essere circa 2800 W .



Figura 51- Concentratore parabolico a disco dell'Energy Center

I dati sperimentali raccolti da una stazione meteorologica situata nei pressi all'Energy Center risalgono all'anno 2019 e si riferiscono all'irradianza globale media stagionale. Per ottenerla sono state considerate tre giornate appartenenti a tre mesi differenti per ogni stagione (ad esempio: il 16 Giugno, il 16 Luglio e l'8 Agosto per quanto concerne la stagione estiva). Una volta raccolti i dati, è stata fatta una media matematica per ogni terzina con lo scopo di ottenere l'irradianza globale media per ciascuna stagione. Conoscendo le specifiche tecniche del concentratore solare è possibile ricavare la potenza termica media concentrata (stagionale), disponibile per l'alimentazione del ciclo Rankine organico, attraverso la seguente formula:

$$P_{th} = G_{g,s} * A_c * \eta_o$$

Equazione 29: Potenza termica accumulata dal concentratore

Dove il primo termine rappresenta l'irradianza globale media stagionale ($G_{g,s}$), il secondo l'area del collettore (A_c) ed il terzo il rendimento ottico del collettore (η_o).

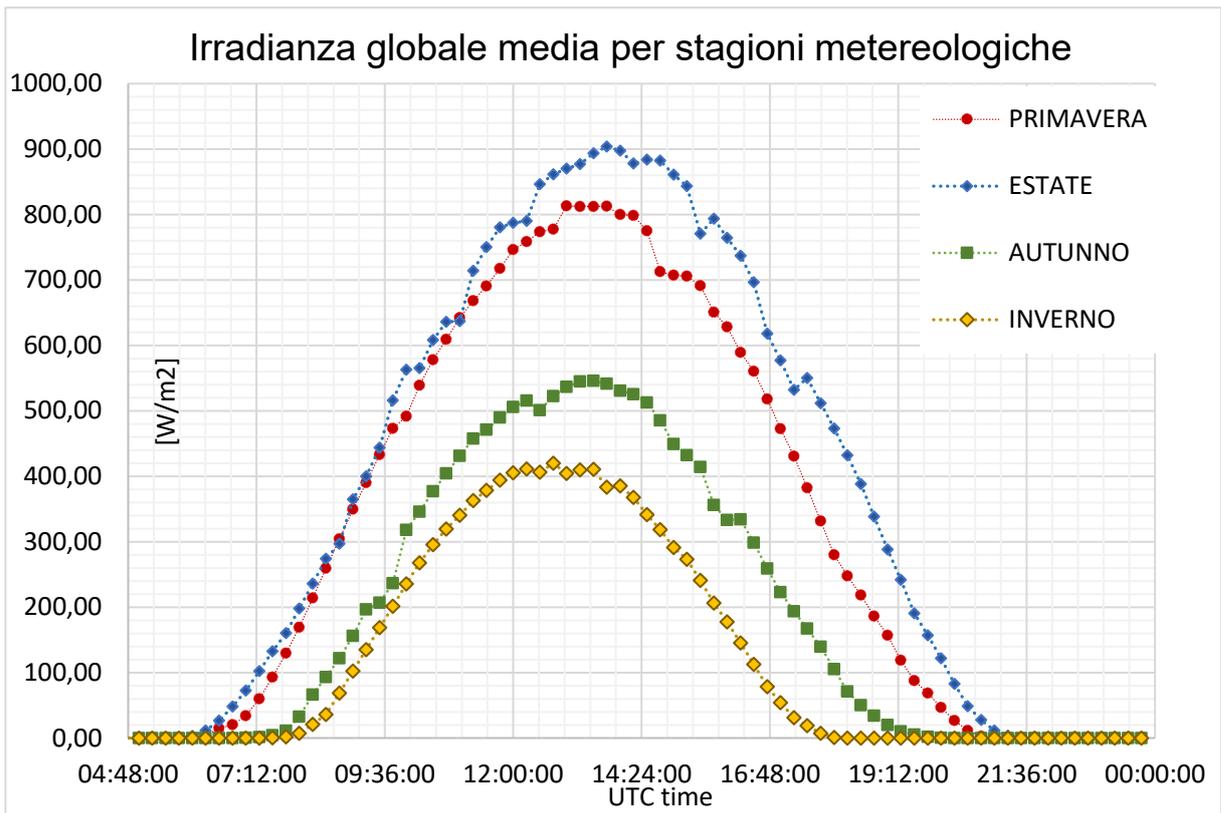


Figura 52- Irradianza globale media stagionale

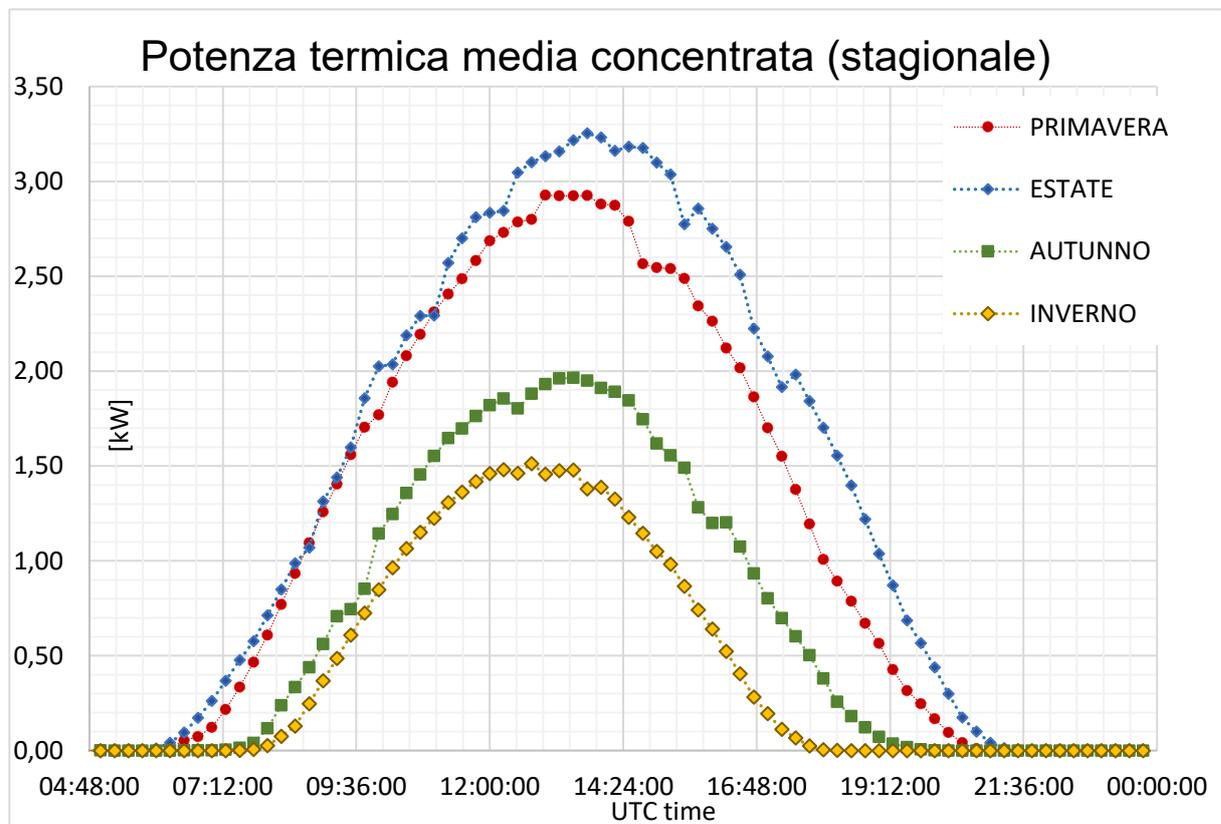


Figura 53- Potenza termica media concentrata stagionale

Attraverso un modello 2D realizzato con il software COMSOL Multiphysics® si ricava la temperatura media stagionale sul fuoco del paraboloide. L'andamento della temperatura durante l'arco del giorno per ciascuna stagione viene riportata nel grafico sottostante.

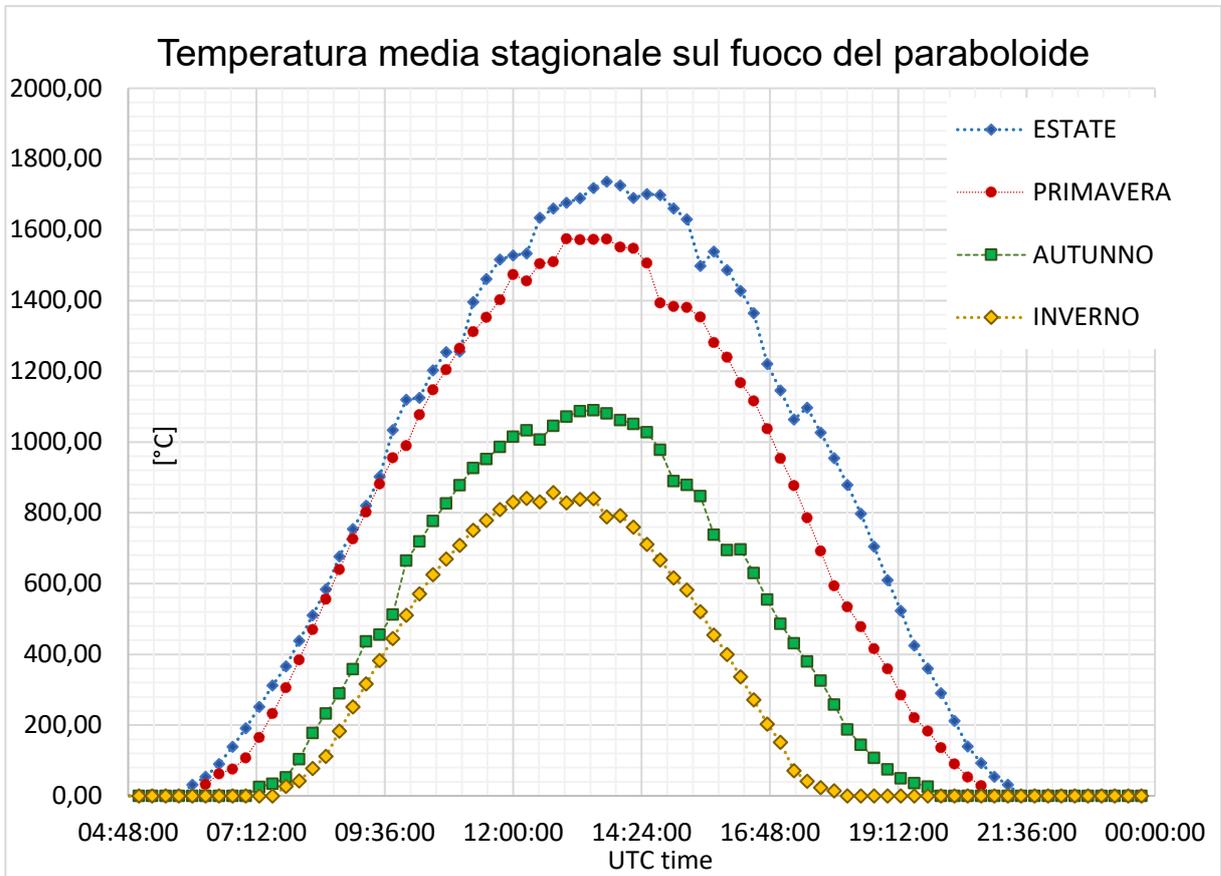


Figura 54- Temperatura media stagionale sul fuoco del paraboloide

5.2 Analisi comparativa

5.2.1 Selezione dei fluidi di lavoro

Volendo esaminare anche il caso rigenerativo, i fluidi selezionati dovranno appartenere alla categoria dei fluidi asciutti (dry). Questo perché, come già descritto, sono caratterizzati da una pendenza della curva limite superiore tale da permettere di effettuare un recupero di calore interno, ottenendo un aumento del rendimento del ciclo.

Sono stati scelti sei fluidi attraverso i quali effettuare un'analisi comparativa per selezionare il composto migliore. L'analisi viene svolta mantenendo costanti alcuni parametri, questo comporta l'impossibilità di lavorare nelle condizioni ottimali. L'analisi, infatti, ha come scopo quello di valutare, in modo più approssimativo, quale tra i fluidi selezionati consente di raggiungere prestazioni più elevate.

In tabella sono riportati i fluidi, la loro composizione chimica, la temperatura di ebollizione e la pressione e la temperatura critica.

Fluido	Formula chimica	T_{eb} [°C]	T_{crit} [°C]	p_{crit} [bar]
Toluene	C ₇ H ₈	110,65	318,65	41,00
Benzene	C ₆ H ₆	80,09	288,95	49,24
R113	C ₂ Cl ₃ F ₃	47,60	214,06	33,92
R245fa	C ₃ H ₃ F ₅	15,30	153,95	36,51
MM	C ₆ H ₁₈ OSi ₂	101,00	245,60	19,39
MDM	C ₈ H ₂₄ O ₂ Si ₃	153,00	290,94	14,10

Tabella 2- Fluidi selezionati per l'analisi e rispettive proprietà

Fra i fluidi selezionati vi sono due idrocarburi (toluene e benzene), due refrigeranti appartenenti rispettivamente alle categorie dei clorofluorocarburi (R113) e degli idrofluorocarburi (R245fa) e infine due composti appartenenti al gruppo dei silossani (MM, MDM). In questo modo è possibile studiare, e di conseguenza confrontare, composti appartenenti a famiglie differenti.

5.2.2 Condizioni iniziali

Per effettuare l'analisi è necessario impostare i parametri iniziali della simulazione. Parte di essi vengono mantenuti costanti per tutti i fluidi e sono riassunti nella tabella sottostante:

	Valore	U.d.m
Portata di fluido organico	0,1	[kg/s]
Rendimento isoentropico della turbina	0,9	[-]
Rendimento meccanico della turbina	0,98	[-]
Efficienza della pompa	0,9	[-]
Pressione al condensatore	1	[bar]

Tabella 3- Parametri costanti della simulazione

La pressione al condensatore è stata scelta pari ad 1 bar per evitare infiltrazioni dovute ad una pressione minore di quella atmosferica.

I due parametri che vengono fatti variare a seconda del composto considerato sono la pressione all'evaporatore e la temperatura massima del ciclo (che corrisponde alla temperatura di ingresso in turbina).

- La pressione all'evaporatore è stata settata di 10 bar inferiore alla pressione critica del fluido di interesse: $p_{eva} = p_{crit} - 10 \text{ bar}$
- La temperatura all'ingresso dell'espansore (T_{max}) è stata impostata di 20 °C inferiore alla temperatura critica del fluido corrispondente: $T_{max} = T_{crit} - 20 \text{ °C}$

Queste scelte sono legate alla posizione del punto di inizio espansione. Se il punto di inizio espansione si trova troppo in prossimità del punto critico, si rischia che la prima parte della trasformazione avvenga nella zona bifasica (capitolo 4.3.3). Operando in questo modo si evita il problema e viene garantita un'espansione interamente nella zona dei vapori surriscaldati.

I parametri sono i medesimi sia per quanto riguarda la simulazione con ciclo semplice che quella con ciclo rigenerativo; restano da impostare le condizioni iniziali che garantiscano un corretto funzionamento delle singole componenti.

Ciclo semplice

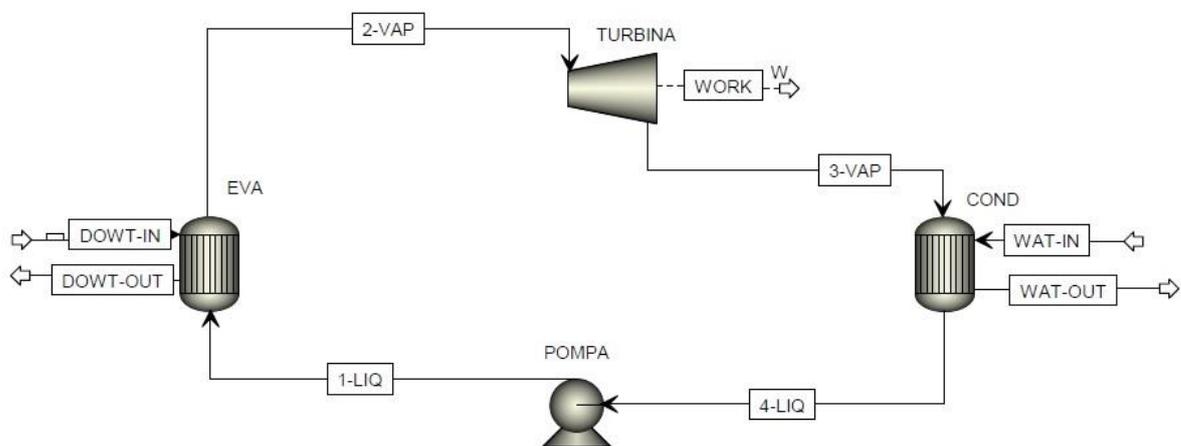


Figura 55- Schema di un ciclo Rankine semplice realizzato con ASPEN PLUS®

- Pompa: la pressione di uscita corrisponde alla pressione all'evaporatore e la frazione di vapore all'uscita è stata imposta uguale a zero in modo da ottenere un pompaggio interamente in fase liquida.
- Evaporatore: la temperatura di uscita è uguale alla temperatura massima e la frazione di vapore all'uscita è stata settata uguale ad uno, così da ottenere un punto di inizio

espansione sulla curva di vapore saturo o nella zona dei vapori surriscaldati. Le cadute di pressione sono state trascurate.

- Turbina: la pressione di uscita (1 bar) è la medesima di quella al condensatore, inoltre è stata imposta come condizione di uscita quella di avere unicamente vapore, ottenendo un'espansione monofase senza presenza di liquido.
- Condensatore: oltre alla pressione settata uguale ad 1 bar, viene imposta come condizione quella di avere esclusivamente liquido all'uscita. Anche per il condensatore le perdite di pressione sono state trascurate.

Ciclo rigenerativo

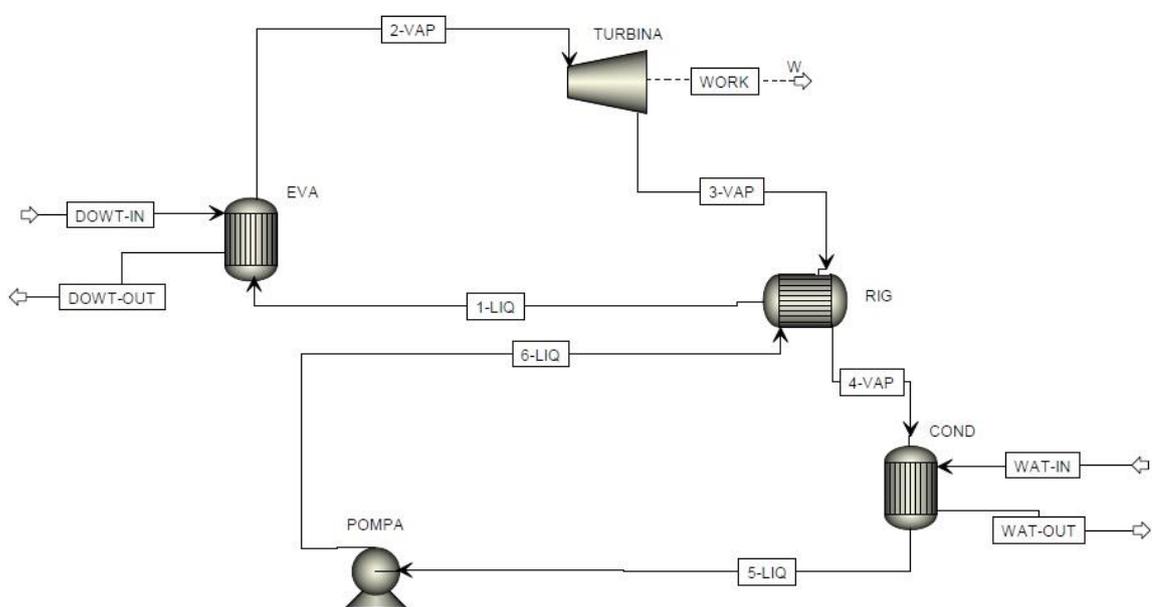


Figura 56- Schema di un ciclo Rankine rigenerativo realizzato con ASPEN PLUS®

Per quanto riguarda le componenti del ciclo rigenerativo, valgono le stesse condizioni utilizzate per il ciclo semplice. Restano da impostare le condizioni iniziali dell'unica componente aggiuntiva, ovvero il rigeneratore; in caso contrario il software non riuscirebbe ad effettuare alcuna simulazione.

- Rigeneratore: la differenza di temperatura fra il fluido caldo in ingresso ed il fluido freddo in uscita è pari a 20 °C ed il fluido caldo in uscita deve essere ancora totalmente in fase vapore (prima dell'ingresso nel condensatore).

5.2.3 Valutazione dei risultati

Il primo risultato di cui discutere è il rendimento del ciclo e la sua variazione dal caso semplice al caso rigenerativo. Si è scelto di calcolare il rendimento facendo riferimento alle formule 25 e 26, andando quindi a trascurare il lavoro della pompa. Nel grafico sottostante sono raffigurati i rendimenti di ciascun fluido in entrambe le simulazioni, viene inoltre riportato l'incremento percentuale così calcolato:

$$\text{Incremento \%} = (\text{Valore finale} - \text{Valore iniziale}) * 100$$

Equazione 30: Formula dell'incremento percentuale.

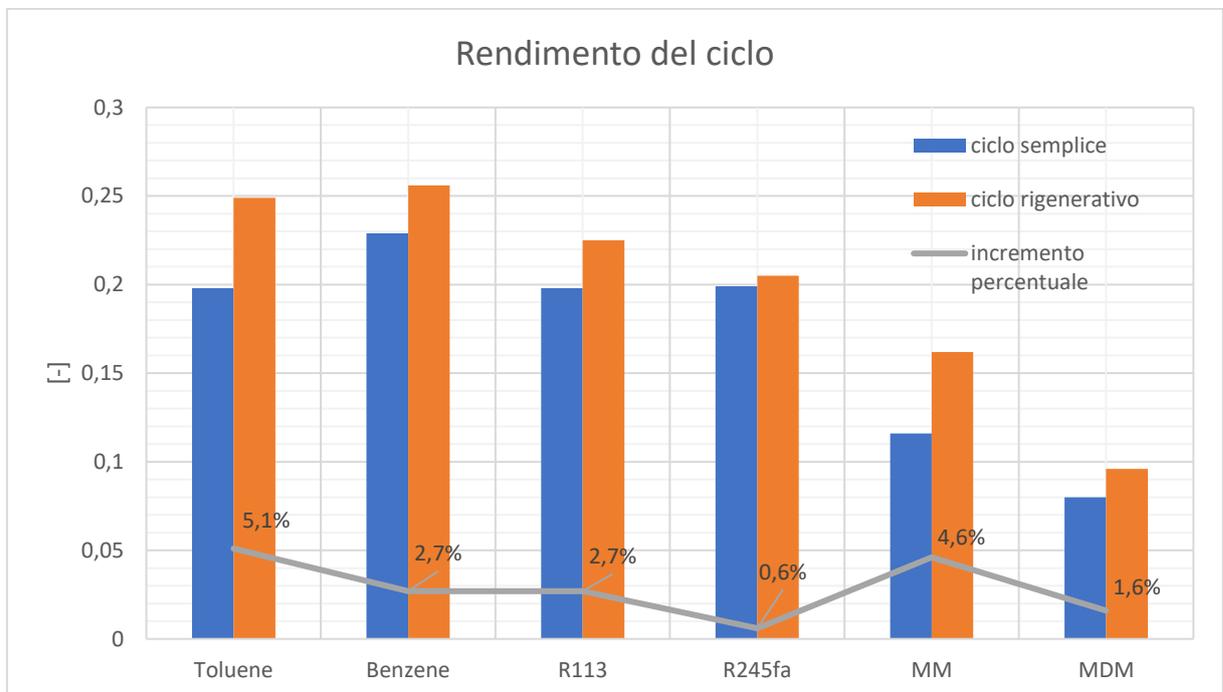


Figura 57- Rendimento con ciclo semplice e rigenerativo dei fluidi selezionati

Osservando il grafico si può evincere immediatamente che, in tutti i fluidi studiati, il rendimento risulta maggiore nel caso di ciclo rigenerativo. Per alcuni composti l'incremento è letteralmente impercettibile, per esempio nel caso del refrigerante R245fa, dove si ha un aumento solo dell'0,6 %. Differenti i casi del fluido MM o del Toluene dove il ciclo rigenerativo porta ad un incremento del rendimento superiore al 4 %. I due idrocarburi analizzati detengono i rendimenti maggiori e, in particolare, il benzene quello più alto in assoluto di tutta la simulazione.

Oltre al rendimento è interessante analizzare anche la potenza termica assorbita all'evaporatore.

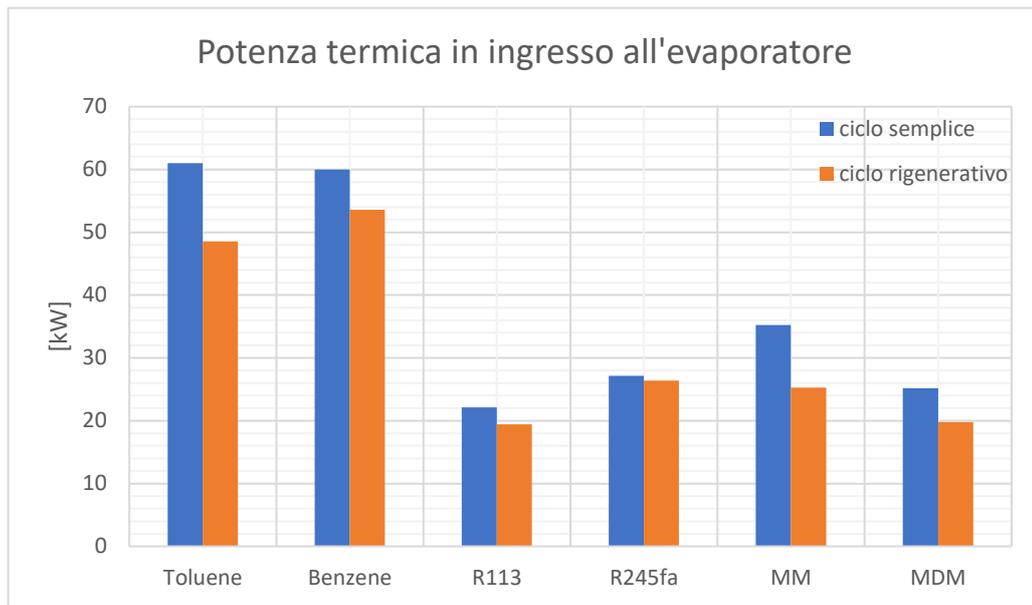


Figura 58- Potenza termica assorbita all'evaporatore per ciascun fluido

Per ogni composto la potenza termica è minore nel caso di ciclo rigenerativo rispetto a quello semplice, ed è la ragione per il quale il rendimento aumenta. Dal grafico si nota immediatamente come la potenza necessaria per far evaporare la stessa portata di fluido sia differente per i sei composti analizzati. I due idrocarburi, fluidi che avevano un rendimento maggiore, sono anche quelli che necessitano una maggiore quantità di energia termica in ingresso, più del doppio rispetto agli altri composti.

Infine, un ultimo aspetto di grande interesse per questa analisi è la potenza elettrica netta prodotta dalla turbina.

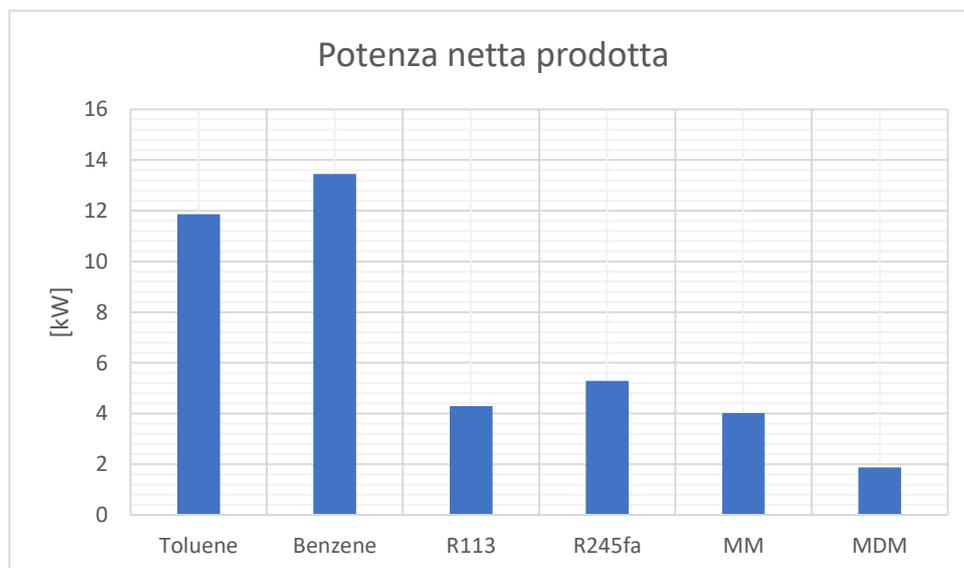


Figura 59- Potenza elettrica netta prodotta dalla turbina

La prima osservazione da fare riguardo alla potenza elettrica prodotta è che non varia dal caso semplice a quello rigenerativo, motivo per il quale viene inserito un solo valore per ciascun fluido. Inoltre, si può notare come anche in questo caso, così come per la potenza termica assorbita, vi è un forte distacco tra la potenza prodotta dagli idrocarburi rispetto ai restanti fluidi.

Per capire meglio il comportamento è necessario introdurre un ulteriore parametro, ovvero la massa molare delle sostanze analizzate:

Fluido	Toluene	Benzene	R113	R245fa	MM	MDM
massa molare [g/mol]	92,14	78,11	187,38	134,05	162,38	236,53

Tabella 4- Massa molare dei fluidi analizzati

Osservando contemporaneamente la tabella soprastante ed il grafico della potenza prodotta si nota immediatamente un'analogia: maggiore è la massa molare della sostanza, minore è la potenza elettrica netta prodotta, a parità di portata (prerogativa dello studio compiuto). Vi è solo una minima eccezione, si tratta del refrigerante R113 che produce circa 0,2 kW in più del fluido MM nonostante sia più pesante di quest'ultimo.

Nonostante, in generale, una minore massa molare comporti una maggiore produzione di potenza elettrica (a parità di portata), quest'ultima è proporzionale alla potenza assorbita all'evaporatore. Più precisamente, una maggiore produzione di energia elettrica implica un maggiore consumo di energia termica, rendendo di fatto il rendimento del ciclo l'unico parametro effettivamente di interesse nella scelta del fluido più adeguato.

5.2.4 Considerazioni conclusive

Il rendimento maggiore è quello del benzene, sia nel caso semplice che in quello rigenerativo; questo lo rende il composto migliore per essere utilizzato come fluido di lavoro nel ciclo Rankine organico. Restano da valutare le ulteriori caratteristiche del benzene, prima fra queste l'impatto ambientale attraverso i due indici ODP e GWP.

	Molecular Mass/(g·mol ⁻¹)	Critical Temperature/K	Critical Pressure/kPa	Normal Boiling Point/K	ODP	GWP
cyclopentane	70.13	511.7	4515	322.4	0	low
cyclohexane	84.16	553.6	4075	353.9	0	low
benzene	78.11	562.1	4894	353.2	0	low
boluene	92.14	591.8	4126	383.8	0	low
R1234ze(E)	114.04	382.5	3636	254.2	0	6
R600a	58.12	407.8	3629	261.4	0	low
R245fa	134.05	427.2	3651	288.3	0	950
R601a	72.15	460.4	3378	301.0	0	low

Figura 60- Indici ODP e GWP del benzene [50]

Come si può notare dalla tabella riportata sopra, il benzene soddisfa anche i requisiti ambientali necessari, presentando un indice ODP pari a zero e un Potenziale di Riscaldamento Globale (GWP) basso.

Si tratta, tuttavia, di una sostanza altamente infiammabile, irritante e tossica nel breve e nel lungo termine. Un' esposizione breve ad una concentrazione elevata di benzene può condurre l'uomo alla morte in pochi minuti, mentre un'esposizione più lieve prolungata nel tempo può provocare il cancro.

Queste ultime considerazioni dovrebbero portare a escludere il benzene come fluido da utilizzare nel ciclo Rankine organico, tuttavia, come si era già descritto in precedenza (capitolo 4.3), non esiste un composto che possa soddisfare tutte le caratteristiche, bensì è necessario concentrarsi su quelle di maggiore interesse a seconda dello scopo. Essendo che il fluido, nel caso studio in esame, deve operare in un circuito chiuso e che le eventuali fughe possono essere gestite attraverso un accurato sistema di ventilazione, si prediligono le buone prestazioni termodinamiche del benzene ed il suo basso impatto ambientale.

Avendo selezionato il benzene come fluido da utilizzare per l'impianto in esame, è opportuno effettuare un'analisi di sensitività in modo da individuare il punto di progetto per ogni componente.

5.3 Analisi di sensitività

L'analisi di sensitività viene condotta sempre attraverso il software Aspen Plus®. Il programma consente, sfruttando una funzione interna, di far variare una o più variabili entro un range stabilito dall'utente (variabili indipendenti), e di valutare il comportamento di altrettante variabili ad esse correlate.

Il fine di quest'analisi è di individuare il punto di progetto per ciascuna componente, realizzando un ciclo che consenta di ottenere una potenza meccanica netta pari a 15 kW (prerogativa di partenza). Per raggiungere l'obiettivo prefissato viene effettuato il dimensionamento di tutti gli organi del ciclo.

5.3.1 Diagramma T-s

Prima di inoltrarsi nel pieno dell'analisi, viene sfruttata la funzione "Sensitivity" del software per ricostruire le curve limite del benzene nel diagramma T-s. Il diagramma verrà poi utilizzato in un secondo momento per rappresentare graficamente il ciclo.

Per ricostruire le curve viene utilizzato un elemento denominato “Heater”, presente nella libreria “Exchangers” del software. L’heater (letteralmente “riscaldatore”) consente di riscaldare una portata in ingresso e permette di decidere se il fluido all’uscita debba essere in fase liquida oppure vapore.

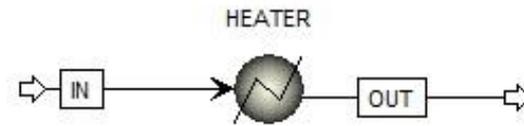


Figura 61- Schema dell'elemento “Heater” utilizzato per ricostruire le curve limite

Attraverso un’analisi di sensitività, viene fatta variare la temperatura del riscaldatore da un minimo di 0 °C fino a circa la temperatura critica del benzene (circa 289 °C). Vengono misurate la temperatura e l’entropia massica del fluido in uscita, prima nel caso in cui il fluido sia in fase liquida, successivamente nel caso in cui sia in fase vapore. Impostando un valore della portata pari ad 1 kg/s, si ottiene esattamente l’entropia specifica, ovvero l’entropia riferita all’unità di massa. I dati di temperatura ed entropia specifica vengono riportati su Excel ed utilizzati per elaborare il grafico delle curve limiti sul piano T-s.

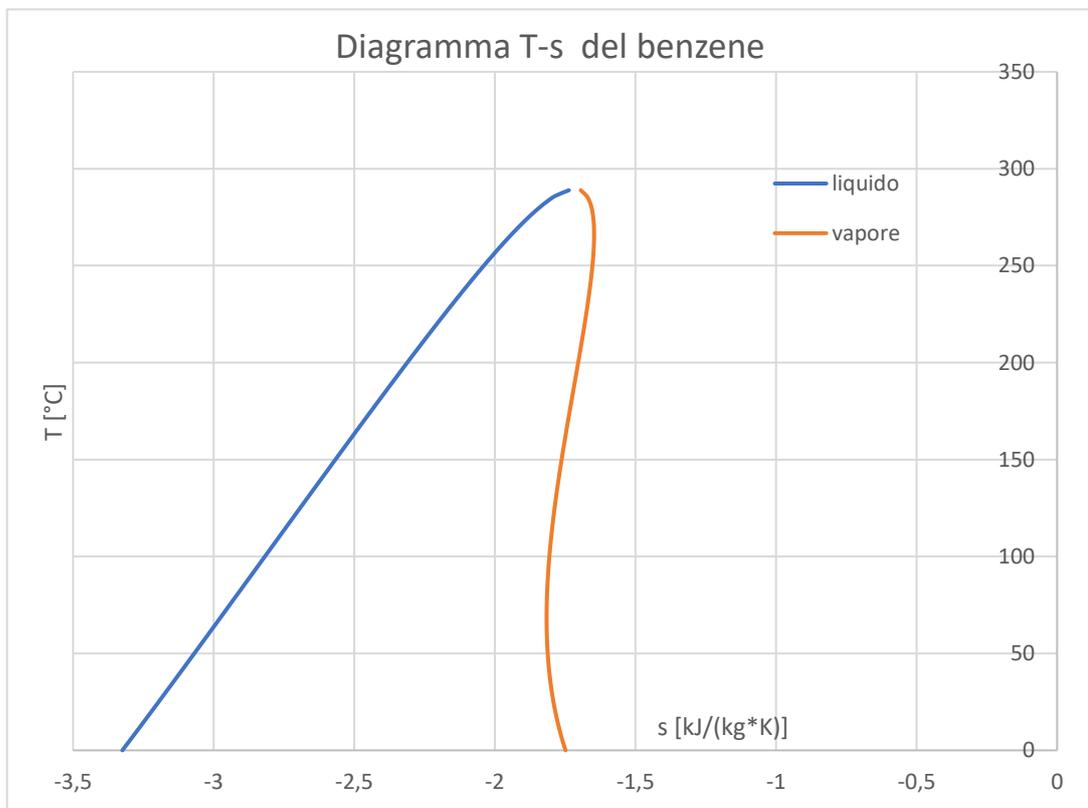


Figura 62- Rappresentazione delle curve limiti del benzene sul piano T-s

5.3.2 Espansore

Il primo organo preso in esame per il dimensionamento è l'organo di produzione di potenza, ovvero l'espansore. Si può parlare in generale di espansore, o più specificatamente di turbina; per quanto concerne quest'analisi viene utilizzato un modello presente sul software che simula il comportamento di una turbina di tipo isoentropico.

Si è scelto di studiare prima questo componente poiché il punto di partenza di tutta l'analisi è l'ottenimento di una potenza meccanica netta in uscita pari a 15 kW. Per ottenere tale potenza è necessario settare i parametri del componente e impostare le condizioni del fluido in ingresso in turbina. La temperatura del fluido in ingresso, che corrisponde anche alla temperatura massima del ciclo, è stata scelta pari a 245 °C, a cui corrisponde una pressione di 27,98 bar, che è al di sotto del valore di pressione critica del benzene. Si è deciso di operare con una temperatura di 44 °C inferiore a quella critica (circa 289 °C), per evitare di avere un punto di inizio espansione eccessivamente vicino alla zona di instabilità (punto critico) e per escludere il rischio che la prima fase della trasformazione avvenga nella zona bifasica (capitolo 4.3.3). In realtà sarebbe stata sufficiente una temperatura di 15-20 °C in meno rispetto a quella critica, tuttavia, volendo tenere conto di picchi inaspettati ed eventuali situazioni problematiche, si predilige un approccio più cautelativo.

Nella tabella sottostante vengono riassunti i parametri della turbina e le condizioni del fluido in ingresso.

	Valore	U.d.m
Potenza meccanica netta della turbina	15	[kW]
Potenza elettrica netta della turbina	14,7	[kWe]
Rendimento isoentropico della turbina	0,9	[-]
Rendimento meccanico della turbina	0,98	[-]
Rendimento dell'alternatore	0,98	[-]
Temperatura in ingresso	245	[°C]
Pressione in ingresso	27,98	[bar]
Frazione di vapore in ingresso	1	[-]

Tabella 5- Parametri della turbina e condizioni di ingresso del fluido in turbina

Una volta stabilite le condizioni in ingresso ed i parametri della turbina, è possibile svolgere un'analisi di sensitività. L'analisi viene compiuta facendo variare la portata di fluido fra un valore minimo di 0,1 kg/s ed un valore massimo di 1,15 kg/s con un incremento di 0,01 ad ogni step, ed andando a valutare la pressione in uscita.

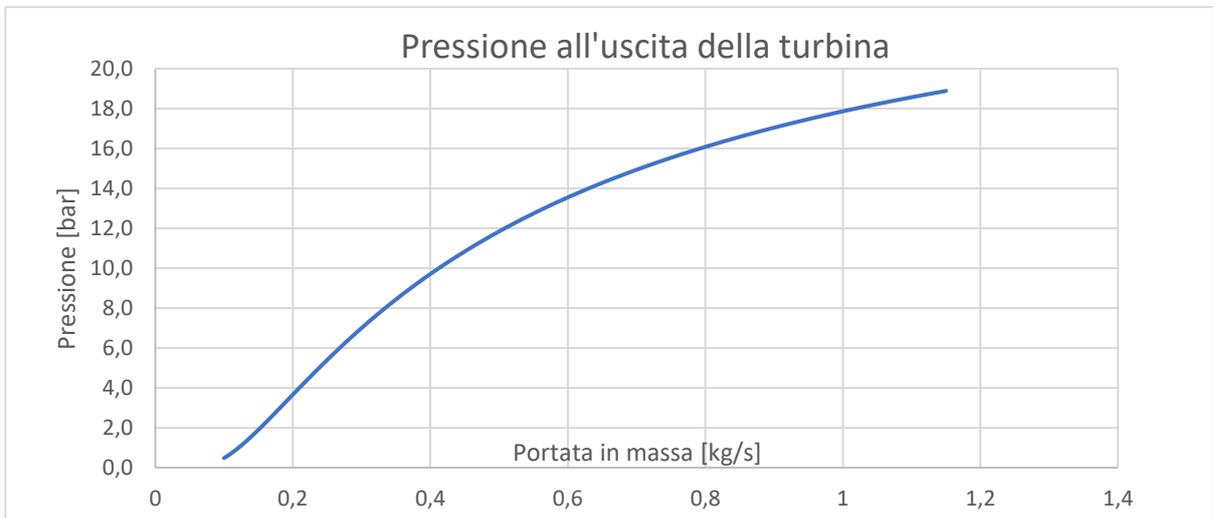


Figura 63- Andamento della pressione di uscita al variare della portata in massa

La pressione in uscita dalla turbina varia in maniera marcata al variare della portata in massa. Si passa da un valore minimo di circa 0,6 bar fino ad un valore massimo maggiore di 18 bar. Per aver un'idea più chiara su quale sia il punto di progetto adeguato, viene effettuato un focus sui valori di portata che vanno da 0,1 kg/s a 0,3 kg/s circa, ai quali corrispondo pressioni in uscita complessivamente più vicine alla pressione atmosferica.

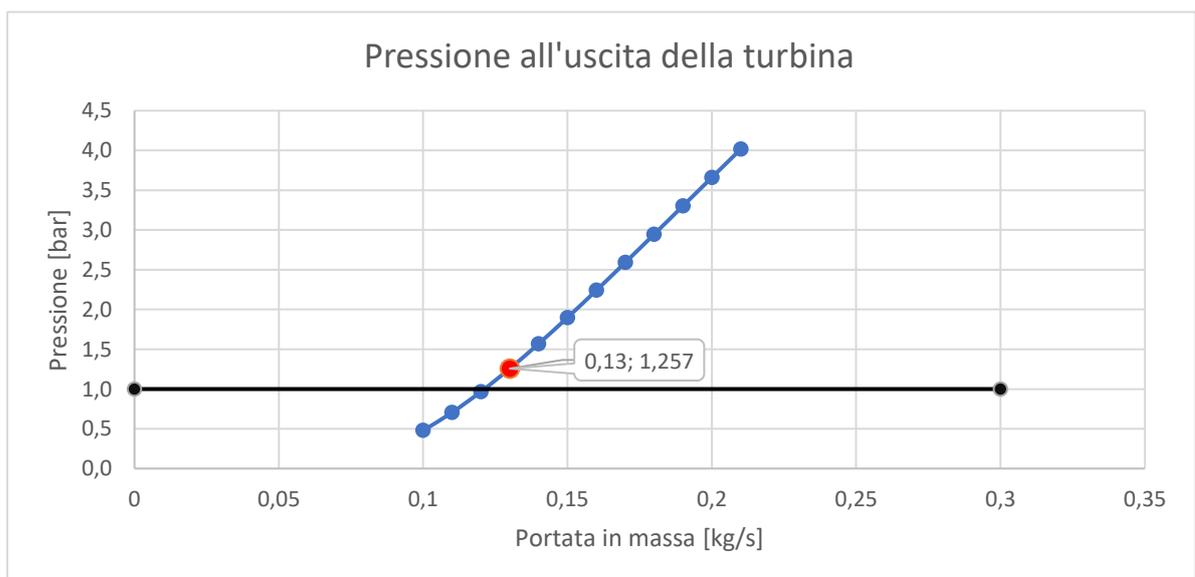


Figura 64- Focus sull'andamento della pressione in uscita in funzione della portata

Nel grafico è stata rappresentata la soglia della pressione atmosferica (1 bar) ed è stato evidenziato il punto di lavoro della turbina; punto a cui corrisponde una pressione di 1,257 bar e una portata in massa pari a 0,13 kg/s. Si è scelto di operare con una pressione maggiore di quella ambiente

in modo tale da evitare ogni tipo di infiltrazione d'aria. Si ricorda che con i fluidi organici non è possibile impiegare i degassatori (capitolo 4.3.5).

Nella seguente tabella vengono riassunte le condizioni di uscita del fluido dalla turbina.

	Valore	U.d.m
Portata di fluido	0,13	[kg/s]
Temperatura in uscita	138,86	[°C]
Pressione in uscita	1,257	[bar]
Frazione di vapore in uscita	1	[-]

Tabella 6- Condizioni di uscita del fluido dalla turbina

Viene inoltre fornita una rappresentazione grafica del modello utilizzato, con annessi i corrispondenti valori in ingresso e in uscita delle principali variabili.

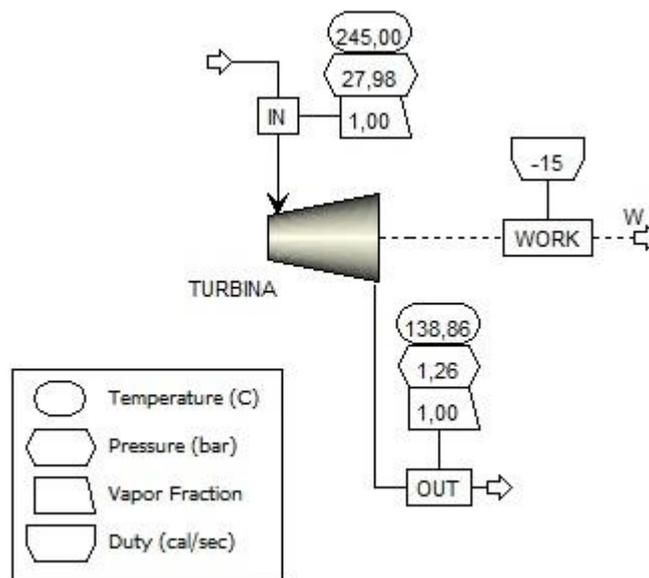


Figura 65- Modello di turbina utilizzato per il dimensionamento dell'espansore con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente

5.3.3 Condensatore

Seguendo l'ordine di percorrenza del ciclo, la seconda componente da dimensionare è il condensatore. Il condensatore è uno scambiatore di calore che consente di riportare alla fase liquida, il fluido uscente dall'espansore (fase vapore). Quest'ultimo (fluido caldo), attraversando l'organo, cambia di fase cedendo calore ad un ulteriore fluido (fluido freddo). Nel nostro modello il condensatore è uno scambiatore di calore funzionante in controcorrente; dunque, l'ingresso del fluido caldo sarà situato vicino all'uscita del fluido freddo e viceversa.

Le condizioni di ingresso del benzene nel condensatore corrispondono alle condizioni di uscita dalla turbina. Essendo la temperatura sufficientemente alta e il carico termico da smaltire non irrilevante, si può pensare di sfruttare il calore di scarto destinandolo ad un'utenza termica. Per realizzare ciò è conveniente scegliere come fluido freddo un fluido che sia versatile negli utilizzi (riscaldamento, processi industriali...), proprio per tale ragione la scelta è ricaduta sull'acqua. La temperatura di ingresso dell'acqua viene ipotizzata uguale a 60 °C, valore della temperatura di ritorno di una rete di teleriscaldamento, e la pressione pari a quella ambiente, ovvero 1 bar.

Vengono riassunti in tabella le condizioni di ingresso dei due fluidi.

	Benzene	Acqua
Temperatura in ingresso [°C]	138,86	60
Pressione al condensatore [bar]	1,257	1
Frazione di vapore in ingresso	1	0

Tabella 7- Condizioni di ingresso dei due fluidi nel condensatore

Restano da determinare le condizioni di uscita per entrambi i fluidi. Per quanto concerne il benzene, la temperatura di uscita viene calcolata automaticamente, sapendo di voler ottenere la fase liquida all'uscita e avendo settato il condensatore in modo tale che non vi siano gradi di sottoraffreddamento. L'acqua invece non ha vincoli se non quello di restare in fase liquida anche dopo l'assorbimento del calore; diversamente vi sarebbero complicazioni a livello strutturale. Lavorando a pressione ambiente l'acqua deve rimanere al di sotto dei 100 °C, così da non evaporare.

Viene dunque svolta un'analisi di sensitività facendo variare la portata d'acqua tra i valori minimo di 0,5 kg/s e quello massimo di 1,4 kg/s con un incremento di 0,01 kg/s per ogni step, ed andando a valutare la variazione della temperatura di uscita.

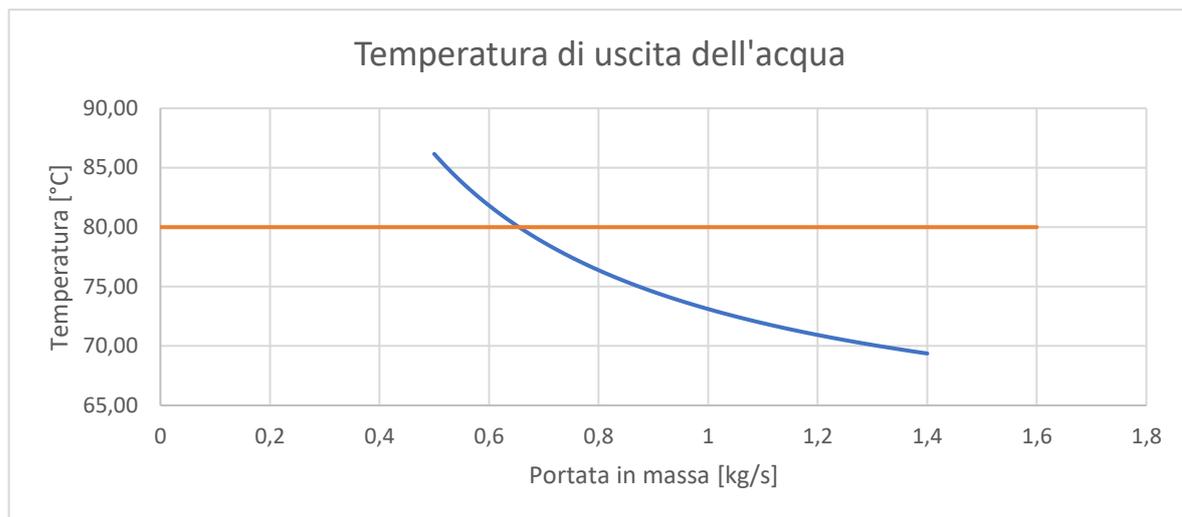


Figura 66- Andamento della temperatura di uscita dell'acqua dal condensatore, in funzione della portata in massa

È stato scelto come valore della temperatura di uscita dell'acqua quello più prossimo agli 80 °C (80,14 °C), al quale corrisponde una portata di 0,65 kg/s. In questo modo si hanno 20 °C di differenza rispetto alla temperatura di evaporazione (margine di sicurezza), e, inoltre, risulta coerente rispetto alle possibili applicazioni (si tenga conto che il valore minimo di temperatura di mandata di una rete di teleriscaldamento è pari a 70 °C).

Il software consente inoltre di plottare le due curve (fluido caldo e fluido freddo) di scambio termico sul piano T-Q (Temperatura e Potenza termica).

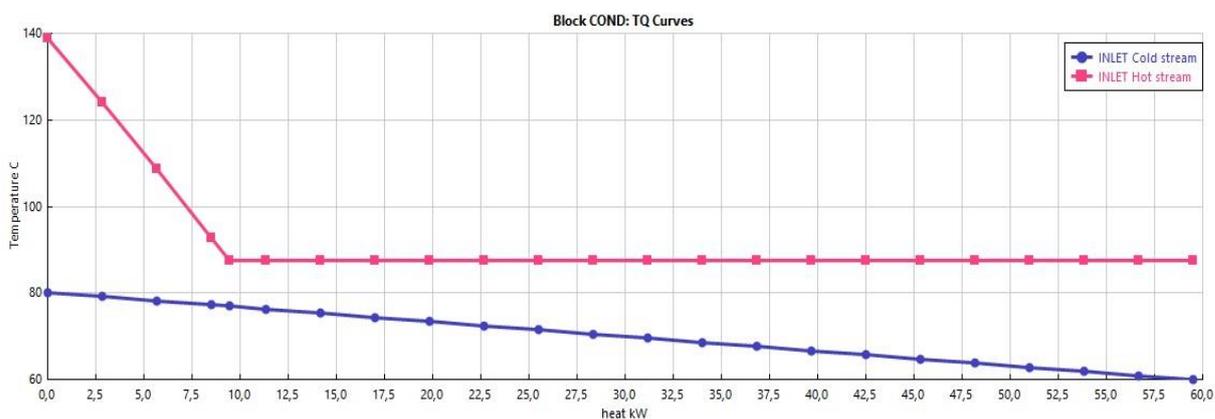


Figura 67- Grafico T-Q del condensatore

Come si può evincere dal grafico, il fluido caldo (curva rosa), una volta raggiunta la temperatura di condensazione (quando si trova sulla curva limite superiore), cede calore latente mantenendo costante la propria temperatura fino a fine trasformazione (quando raggiunge la curva di liquido saturo). Il fluido freddo, ovvero l'acqua (curva blu), non subisce alcuna transizione di stato, bensì assorbe il calore rilasciato dal benzene aumentando la propria temperatura in maniera costante.

Le condizioni di uscita di entrambi i fluidi sono riassunte nella seguente tabella.

	Benzene	Acqua
Temperatura in uscita [°C]	87,42	80,14
Portata di fluido [kg/s]	0,13	0,65
Frazione di vapore in uscita	0	0

Tabella 8- Condizioni di uscita dei due fluidi dal condensatore

La pressione di uscita dei due fluidi non viene riportata poiché uguale a quella di ingresso; sono state ipotizzate nulle le cadute di pressione all'interno dello scambiatore.

L'ultimo parametro di interesse è il carico termico al condensatore. Come è stato detto precedentemente, il calore da smaltire non è irrilevante ed è pari ad un valore di 59,53 kW.

Infine, viene fornita una rappresentazione grafica del modello utilizzato sul software per simulare il condensatore.

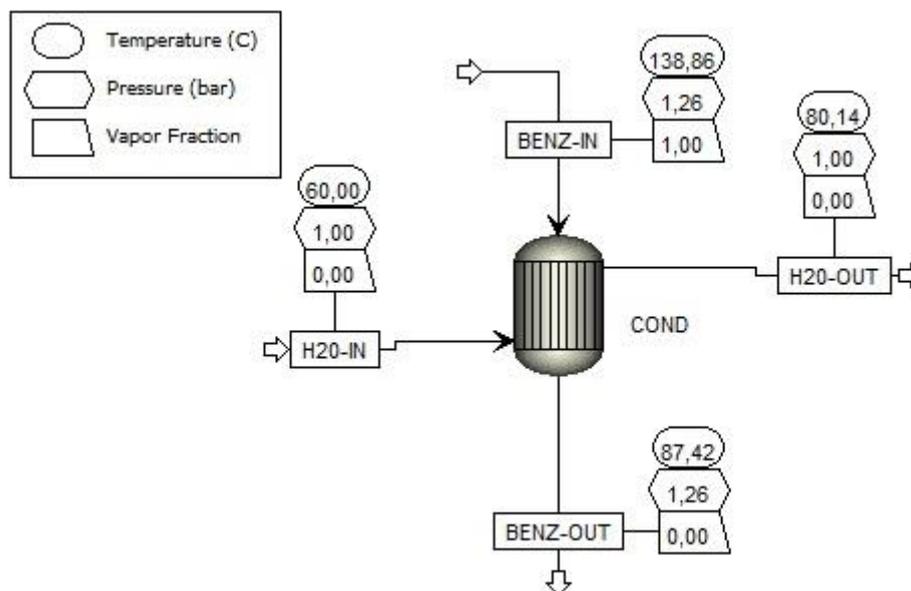


Figura 68- Modello di condensatore utilizzato per il dimensionamento dello stesso con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente

5.3.4 Pompa

La terza componente presa in considerazione è la pompa. La pompa lavora con il fluido in fase liquida sia all'aspirazione che alla mandata (ingresso e uscita), ed ha il compito di portare il fluido dalle condizioni di uscita dal condensatore a quelle di ingresso all'evaporatore. Più precisamente si tratta dell'organo che incrementa la pressione del fluido facendolo passare dalla bassa pressione all'alta pressione. Durante questa trasformazione vi è un lieve aumento di temperatura e di entalpia rispetto al grande incremento di pressione. La spiegazione risiede nel fatto che le curve isobare (curve a pressione costante) nella zona di liquido sottoraffreddato sono molto vicine tra loro mentre tendono a divergere man mano che ci si sposta verso la zona dei vapori surriscaldati. Questo è anche il motivo per il quale il lavoro della pompa è, molto spesso, trascurabile (la differenza di entalpia tra ingresso e uscita è minima).

Per quanto riguarda lo studio corrente, non è necessario dimensionare la pompa, questo perché si conoscono già le condizioni di ingresso e di uscita, eccetto per la temperatura di uscita che viene direttamente calcolata dal software. Le condizioni di ingresso nella pompa equivalgono a quelle di uscita dal condensatore, mentre la pressione di uscita dalla pompa è pari alla pressione all'evaporatore, a sua volta corrispondente alla pressione di ingresso in turbina. Quest'ultima è stata determinata dal dimensionamento della stessa (turbina) ed è pari a 27,98 bar.

I parametri relativi alla pompa sono riassunti nella tabella seguente.

	Valore	U.d.m
Potenza assorbita dalla pompa	0,479	[kW]
Efficienza della pompa	0,9	[-]
Temperatura in ingresso	87,42	[°C]
Pressione in ingresso	1,257	[bar]
Frazione di vapore in ingresso	0	[-]
Temperatura in uscita	88,56	[°C]
Pressione in uscita	27,98	[bar]
Frazione di vapore in uscita	0	[-]

Tabella 9 – Parametri di ingresso e uscita della pompa

Osservando la tabella si constata quanto detto in precedenza: il salto di temperatura è minimo (circa 1°C) rispetto all'ingente salto di pressione (più di 25 bar). La frazione di vapore è pari a zero sia in ingresso che in uscita proprio perché la pompa deve lavorare esclusivamente con il fluido in fase liquida; diversamente servirebbe una grossa spesa energetica per comprimere il fluido in fase vapore.

Viene riportata la rappresentazione grafica del modello utilizzato sul software per la simulazione della pompa.

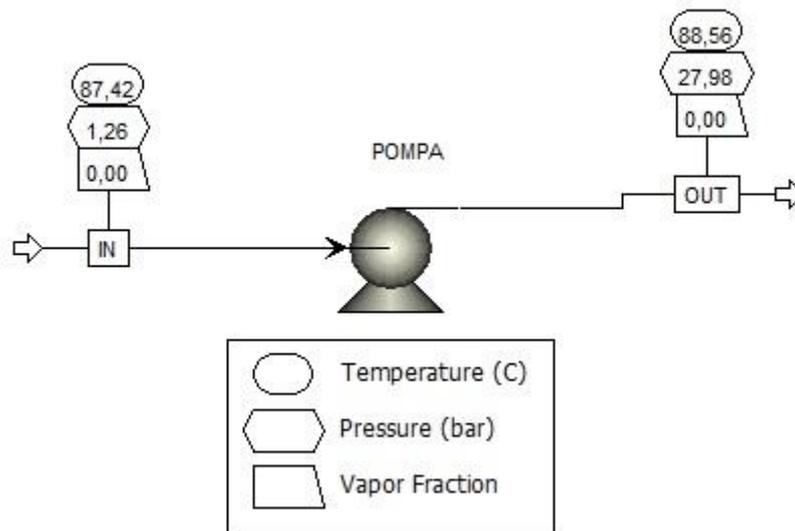


Figura 69- Modello di una pompa utilizzato per il dimensionamento della stessa con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente

5.3.5 Evaporatore

L'ultimo componente preso in esame è l'evaporatore. L'evaporatore, nel presente caso studio, è uno scambiatore di calore controcorrente il cui compito è quello di far evaporare il fluido, uscente dalla pompa in fase liquida, e portarlo nelle condizioni di ingresso in turbina. Si tratta dell'organo che alimenta il ciclo fornendo il calore necessario alla transizione di fase. Anche se non è rilevante per il dimensionamento dello stesso, è bene precisare che l'evaporatore, nell'impianto analizzato, viene alimentato attraverso il calore accumulato dal sistema a concentrazione solare a disposizione.

Il fluido utilizzato per fornire calore al benzene è il Dowtherm™ RP, ovvero un olio diatermico di sintesi. È stato scelto questo fluido poiché ha delle buone proprietà di scambio termico ed un ampio range di temperatura entro cui operare. Viene impiegato prevalentemente per il trasferimento di calore e, in particolare, nell'ambito del solare a concentrazione. Il Dowtherm™ RP ha come limitazione quella di poter essere utilizzato in sistemi non pressurizzati e di operare

esclusivamente in fase liquida. Proprio per tale ragione, la pressione dell'olio diatermico viene impostata pari ad 1 bar, ovvero la pressione atmosferica; mentre la temperatura di ingresso va settata tenendo conto dell'intervallo di temperatura di esercizio ed in modo tale da garantire una frazione di vapore dell'olio pari a zero (fase liquida).

Consultando la scheda tecnica del Dowtherm™ RP si possono ricavare le informazioni riguardanti il range di temperatura entro cui operare e la temperatura di ebollizione a pressione ambiente [51].

- Intervallo di temperatura di esercizio: -20 – 350 °C
- Temperatura di ebollizione a pressione ambiente: 353°C

Si è deciso di impostare la temperatura di ingresso del Dowtherm™ RP pari a 340°C, ovvero 10 °C in meno della temperatura massima di esercizio (margine di sicurezza). Con queste condizioni di ingresso è garantita la fase liquida del fluido, dunque è possibile procedere con l'analisi.

Le condizioni di ingresso del benzene, che corrispondono a quelle di uscita dalla pompa, e quelle dell'olio diatermico sono riassunte nella tabella sottostante.

	Benzene	Dowtherm™ RP
Temperatura in ingresso [°C]	88,56	340
Pressione all'evaporatore [bar]	27,98	1
Frazione di vapore in ingresso	0	0

Tabella 10 – Parametri di ingresso nell'evaporatore dei due fluidi

Restano da definire le condizioni di uscita dei due fluidi. Per quanto concerne il benzene, le condizioni di uscita sono pari a quelle di ingresso in turbina calcolate precedentemente; devono essere dunque garantite la fase vapore del fluido (frazione di vapore pari ad 1) e la temperatura massima del ciclo (245 °C). Differente è il caso dell'olio diatermico, per la quale devono essere definite la temperatura di uscita dall'evaporatore e la portata in massa. Viene dunque effettuata un'opportuna analisi di sensitività per studiare il comportamento dei due parametri.

L'analisi viene svolta facendo variare la portata in massa dell'olio tra un valore minimo di 0,2 kg/s ed uno massimo di 1,5 kg/s, con un incremento di 0,01 kg/s ad ogni step, osservando l'effetto sulla temperatura di uscita dall'evaporatore (sempre del fluido caldo). Vengono anche

monitorati la fase di uscita del benzene in modo tale che risulti sempre vapore, e la fase di uscita dell'olio diatermico, la quale deve essere liquida.

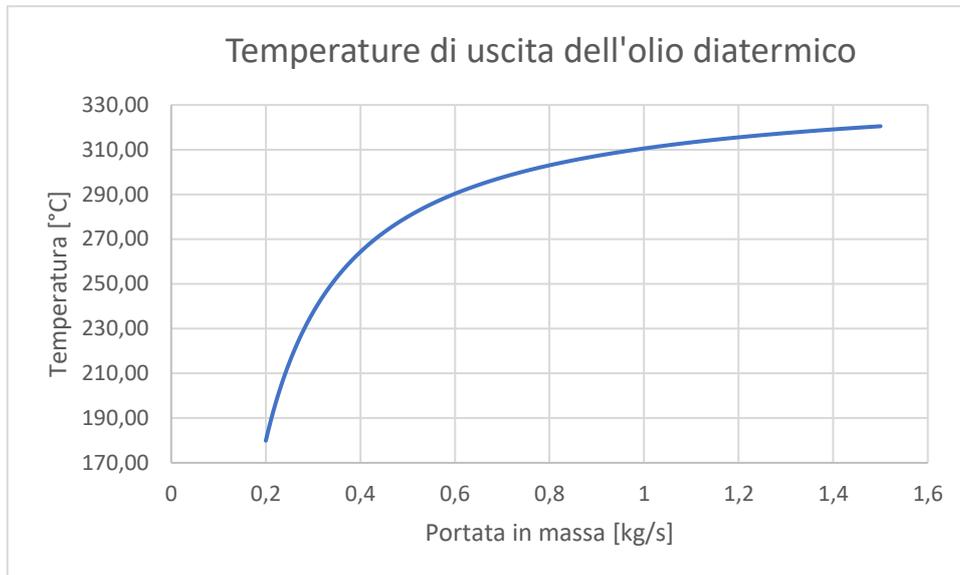


Figura 70- Variazione della temperatura di uscita dall'evaporatore del fluido caldo al variare della portata in massa

Dal grafico si può evincere come all'aumentare della portata in massa, aumenta anche la temperatura di uscita del fluido diatermico. È bene precisare che l'analisi viene svolta mantenendo la potenza termica ceduta dall'olio costante, in caso contrario tale relazione non sarebbe più valida.

La potenza termica scambiata è calcolabile attraverso la seguente equazione:

$$\dot{Q} = \dot{m} * c_p * (T_i - T_f)$$

Equazione 31: Potenza termica scambiata

Il calore specifico (c_p), la potenza termica scambiata (\dot{Q}) e la temperatura iniziale (T_i) rappresentano i termini costanti dell'equazione, mentre la temperatura finale (T_f) e la portata in massa (\dot{m}) costituiscono le variabili.

Di maggiore interesse risulta la rappresentazione grafica della variazione di temperatura (ΔT) in funzione della portata in massa. In questo modo è possibile impostare una soglia minima ed andare ad individuare il punto che più si avvicina maggiormente al limite prestabilito.

Per il presente studio è stato attribuito alla differenza minima di temperatura un valore pari ad 85 °C, onde evitare di avere portate eccessivamente alte e di conseguenza costi maggiori.

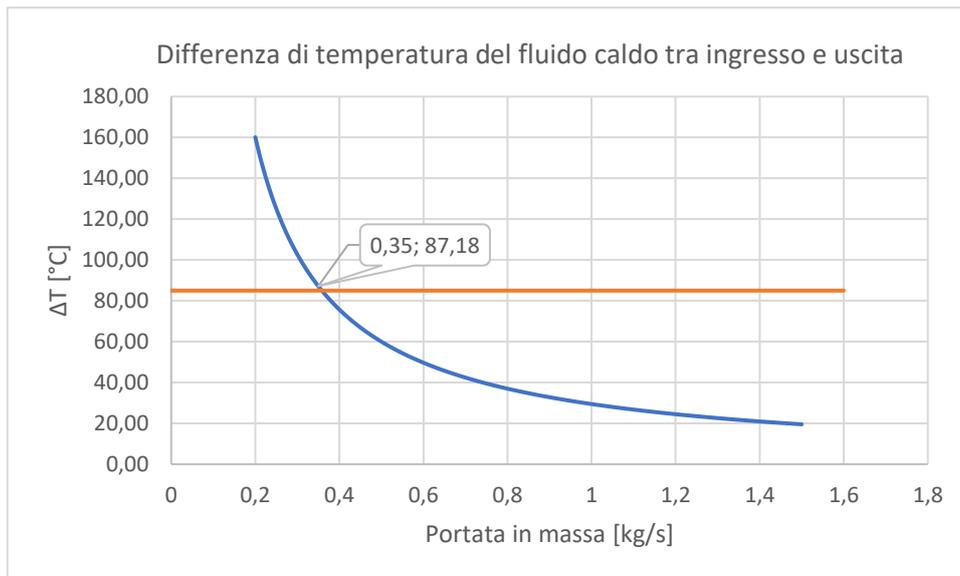


Figura 71- Differenza di temperatura del fluido caldo tra ingresso e uscita dell'evaporatore in funzione della portata in massa

Il valore del ΔT immediatamente adiacente alla soglia impostata è pari a 87,18 °C, a cui corrisponde una portata in massa pari a 0,35 kg/s.

Nella tabella sottostante sono riassunte le condizioni di uscita dall'evaporatore per ambedue i fluidi.

	Benzene	Dowtherm™ RP
Temperatura in uscita [°C]	245	252,82
Portata in massa [kg/s]	0,13	0,35
Frazione di vapore in uscita	1	0

Tabella 11 – Parametri di uscita dall'evaporatore dei due fluidi

Come per il condensatore, il software permette di plottare le due curve (fluido caldo e fluido freddo) di scambio termico sul piano T-Q.

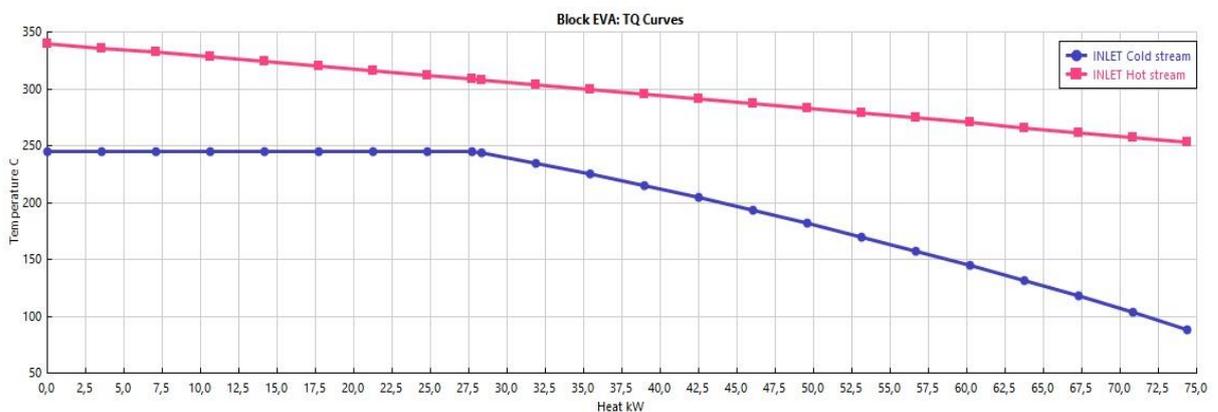


Figura 72- Grafico T-Q dell'evaporatore

La curva di colore rosa, la quale rappresenta l'olio diatermico, segue un decremento costante di temperatura dovuto al fatto che il fluido caldo non subisce alcuna transizione di fase (mantiene la fase liquida). La curva blu, curva di trasformazione del benzene (fluido freddo), a differenza della precedente è composta da due parti. La prima raffigura una crescita costante di temperatura da parte del fluido (assorbimento di calore sensibile) fino al raggiungimento della temperatura di saturazione per quella determinata pressione (pressione all'evaporatore). La seconda invece, rappresenta il tratto dove avviene il cambiamento di fase, il benzene assorbe calore latente dall'olio diatermico fino a completa evaporazione (punto che giace sulla curva di vapore saturo), mantenendo costante la propria temperatura.

L'ultimo parametro di fondamentale importanza per quest'analisi è la potenza termica assorbita all'evaporatore. La suddetta potenza, nel presente studio, viene fornita dal paraboloide a concentrazione solare situato sul tetto dell'Energy Center di Torino. Il valore della potenza termica assorbita all'evaporatore è uguale a 74,35 kW.

Viene infine fornita una rappresentazione grafica del modello utilizzato sul software per simulare l'evaporatore.

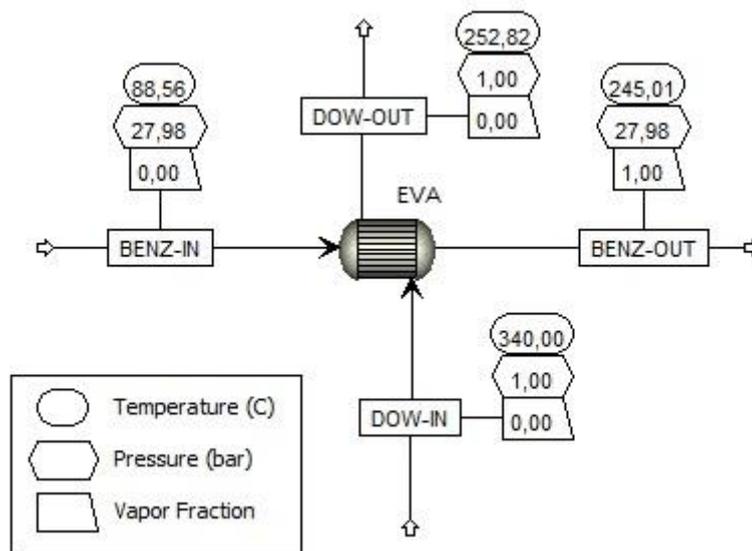


Figura 73- Modello di un evaporatore utilizzato per il dimensionamento dello stesso con i relativi dati ricavati dall'analisi del componente

5.4 Ciclo semplice (benzene)

Effettuato il dimensionamento ed individuato il punto di progetto per ciascuna componente, è stato possibile proseguire con lo studio. I dati ottenuti sono stati utilizzati come input per la simulazione del ciclo semplice completo ed è stato calcolato il rendimento di quest'ultimo.

Il rendimento, a differenza di quanto effettuato per l'analisi comparativa, è stato misurato senza trascurare più il lavoro della pompa; la formula è la seguente:

$$\eta = \frac{W_t - |W_p|}{P_{th_eva}}$$

Equazione 32: Formula per il calcolo del rendimento nell'analisi finale

Dove le due potenze al numeratore rappresentano rispettivamente la potenza meccanica prodotta dalla turbina e quella assorbita dalla pompa, mentre il denominatore è composto dalla potenza termica assorbita dal fluido di lavoro all'evaporatore.

Nella tabella sottostante sono riportati tutti i valori riguardanti i flussi energetici del ciclo con i corretti segni (conseguenza della convenzione adottata).

	Valore	U.d.m
Potenza assorbita dalla pompa	-0,48	[kW]
Potenza termica assorbita nell'evaporatore	74,35	[kW]
Potenza meccanica netta prodotta dalla turbina	15	[kW]
Potenza elettrica netta prodotta dalla turbina	14,7	[kWe]
Potenza termica ceduta al condensatore	-59,53	[kW]
Rendimento del ciclo	0,195	[-]

Tabella 12- Flussi energetici associati al ciclo semplice

Il software calcola automaticamente tutti i parametri più importanti per ciascun caposaldo del ciclo. Importando su un foglio Excel la temperatura e l'entropia massica di ciascun punto, è possibile rappresentare il ciclo studiato sul diagramma T-s precedentemente ottenuto (capitolo 5.3.1).

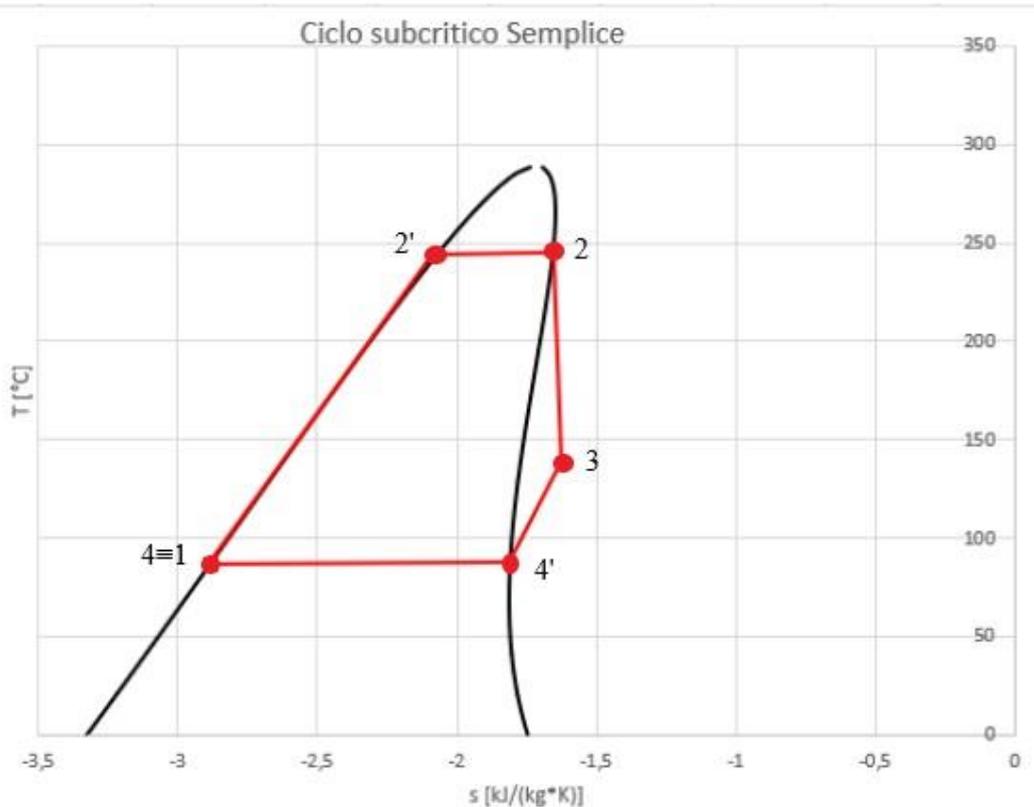


Figura 74- Rappresentazione del ciclo studiato sul diagramma T-s

Le fasi del ciclo sono le seguenti:

- ◆ Pompaggio (4-1): i due punti possono essere rappresentati come coincidenti proprio perché la differenza di temperatura ed entropia è esigua.
- ◆ Evaporazione (1-2): la fase di cessione del calore da parte dell'olio diatermico è suddivisibile in due parti. La prima in cui il benzene assorbe calore incrementando la propria temperatura fino al raggiungimento della saturazione (1-2'). La seconda nella quale il benzene si trova alla temperatura di saturazione per quella determinata pressione (pressione all'evaporatore) e avviene l'evaporazione a temperatura costante (2'-2). L'evaporazione si conclude con il raggiungimento della condizione di vapore saturo (frazione di liquido pari a zero) con cessione di calore latente da parte dell'olio; nella prima fase invece il benzene assorbe calore sensibile senza subire transizioni di stato.
- ◆ Espansione (2-3): l'espansione inizia con il benzene nelle condizioni di vapore saturo secco ed avviene interamente nella zona dei vapori surriscaldati (frazione di liquido nulla). In questa fase avviene la produzione di potenza.
- ◆ Condensazione (3-4): la cessione del calore da parte del benzene all'acqua avviene anch'essa in due step come l'assorbimento. Il primo dove l'acqua assorbe calore

sensibile comportando un decremento della temperatura del benzene, fino al raggiungimento della saturazione di quest'ultimo (3-4'). Il secondo dove il benzene, che si trova a temperatura di saturazione, condensa, cambiando di fase e cedendo calore latente all'acqua (4'-4).

Viene fornita una rappresentazione grafica del ciclo studiato sul software Aspen Plus®.

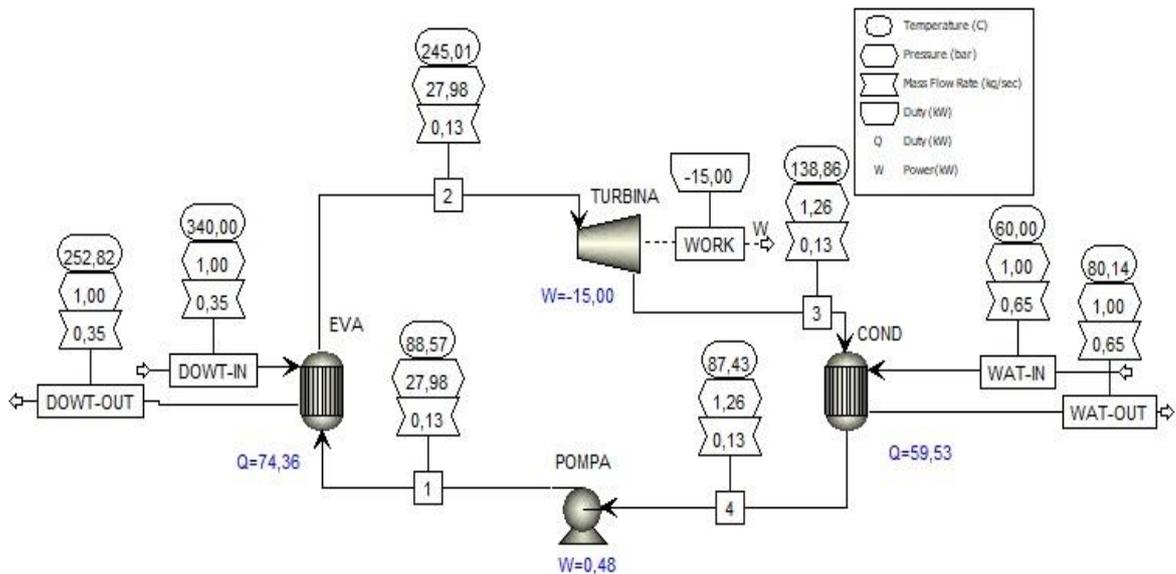


Figura 75- Rappresentazione del modello di ciclo semplice utilizzato per lo studio corrente

5.5 Ciclo rigenerativo (benzene)

Il ciclo rigenerativo è caratterizzato da una componente aggiuntiva rispetto a quello semplice, ovvero il recuperatore interno di calore. Il rigeneratore non richiede alcun dimensionamento specifico, è sufficiente impostare la condizione di funzionamento del blocco per poter effettuare la simulazione. Tuttavia, eseguendo un tentativo e osservando i risultati, ci si accorge che il ciclo funziona regolarmente ma la temperatura di uscita dell'acqua dal condensatore è diminuita. Questo è dovuto ad una minore quantità di calore da dover smaltire al condensatore che, a parità di portata di acqua, si traduce in una diminuzione del salto di temperatura e, in particolare, ad una riduzione della temperatura di uscita (la temperatura di ingresso dell'acqua è settata sempre pari a 60 °C). Il ciclo analizzato è stato studiato nell'ottica di riutilizzare il calore di scarto al condensatore destinandolo ad un'utenza termica; dunque, è necessario mantenere una temperatura di uscita dell'acqua consona rispetto ai valori medi delle reti di teleriscaldamento. Per questo motivo viene effettuata un'analisi di sensitività al condensatore in modo tale da selezionare la portata in massa che garantisca una corretta temperatura di uscita

dell'acqua. Nell'analisi del ciclo semplice, la temperatura di uscita dell'acqua dal condensatore era stata impostata pari a 80,14 °C.

L'analisi di sensitività viene effettuato facendo variare la portata in massa dell'acqua da un valore minimo di 0,35 kg/s fino ad un valore massimo di 1,25 kg/s, con un incremento di 0,01 kg/s ad ogni step, ed osservando la variazione della temperatura di uscita.

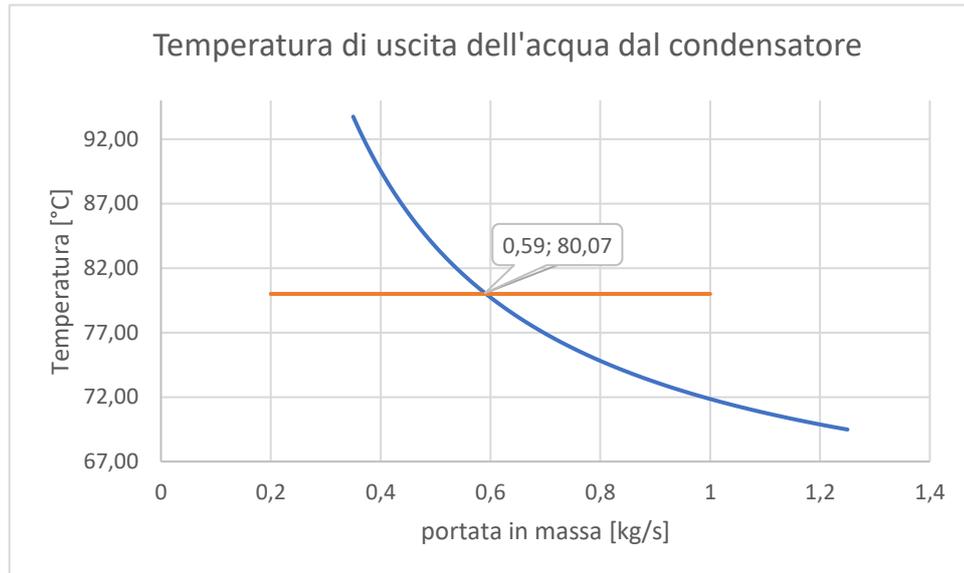


Figura 76- Temperatura di uscita dell'acqua dal condensatore in funzione della portata in massa

Il valore risultante da questa analisi è di 0,59 kg/s a cui corrisponde una temperatura di uscita di 80,07 °C.

◆ Rigeneratore

Vengono riportate le curve di scambio termico del rigeneratore sul piano T-Q estrapolate dal software.

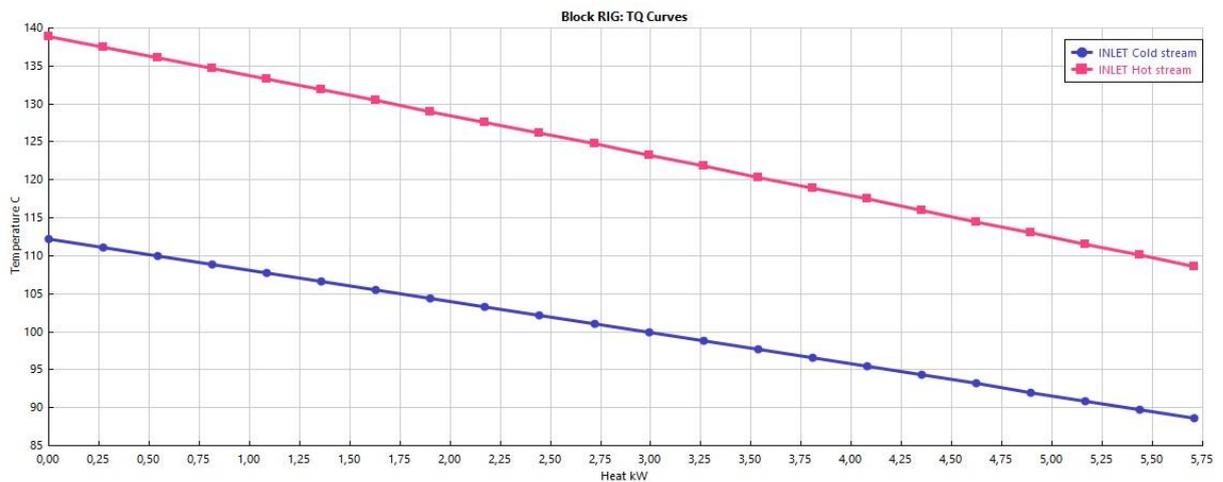


Figura 77- Curve di scambio termico del rigeneratore sul piano T-Q

Osservando le due curve si nota che nessuno dei due fluidi compie una transizione di fase, coerentemente con lo scopo che si voleva raggiungere. Il fluido caldo subisce un decremento di temperatura mantenendo la fase vapore (portata di benzene uscente dalla turbina), quello freddo aumenta la propria temperatura mantenendosi in fase liquida (portata di benzene uscente dalla pompa).

Nel presente caso studio, il recuperatore di calore è uno scambiatore operante in controcorrente la cui condizione imposta, per un corretto funzionamento del software, corrisponde ad una differenza di temperatura fra il fluido caldo in uscita e quello freddo in ingresso pari a 20 °C.

La potenza termica scambiata nel rigeneratore è uguale a 5,71 kW.

Ora che si hanno a tutti i corretti dati di input è possibile effettuare la simulazione del ciclo rigenerativo ed estrapolare i dati relativi ai flussi energetici.

	Valore	U.d.m
Potenza assorbita dalla pompa	-0,48	[kW]
Potenza termica assorbita nell'evaporatore	68,65	[kW]
Potenza meccanica netta prodotta dalla turbina	15	[kW]
Potenza elettrica netta prodotta dalla turbina	14,7	[kWe]
Potenza termica ceduta al condensatore	-53,82	[kW]
Rendimento del ciclo	0,212	[-]
Potenza termica scambiata nel rigeneratore	5,71	[kW]

Tabella 13- Flussi energetici associati al ciclo rigenerativo

Analizzando i dati riportati in tabella si può constatare che il rendimento del ciclo è aumentato grazie alla riduzione del calore di alimentazione dovuta al recupero termico. La potenza netta prodotta dalla turbina e quella assorbita dalla pompa, invece, restano invariate. Per il calcolo

del rendimento si è fatto riferimento alla medesima formula utilizzata nel caso precedente (equazione 32).

Estrapolati dal software i dati relativi all'entropia massica e alla temperatura per ciascun caposaldo, viene fornita una rappresentazione del ciclo sul diagramma T-s come nella simulazione precedente.

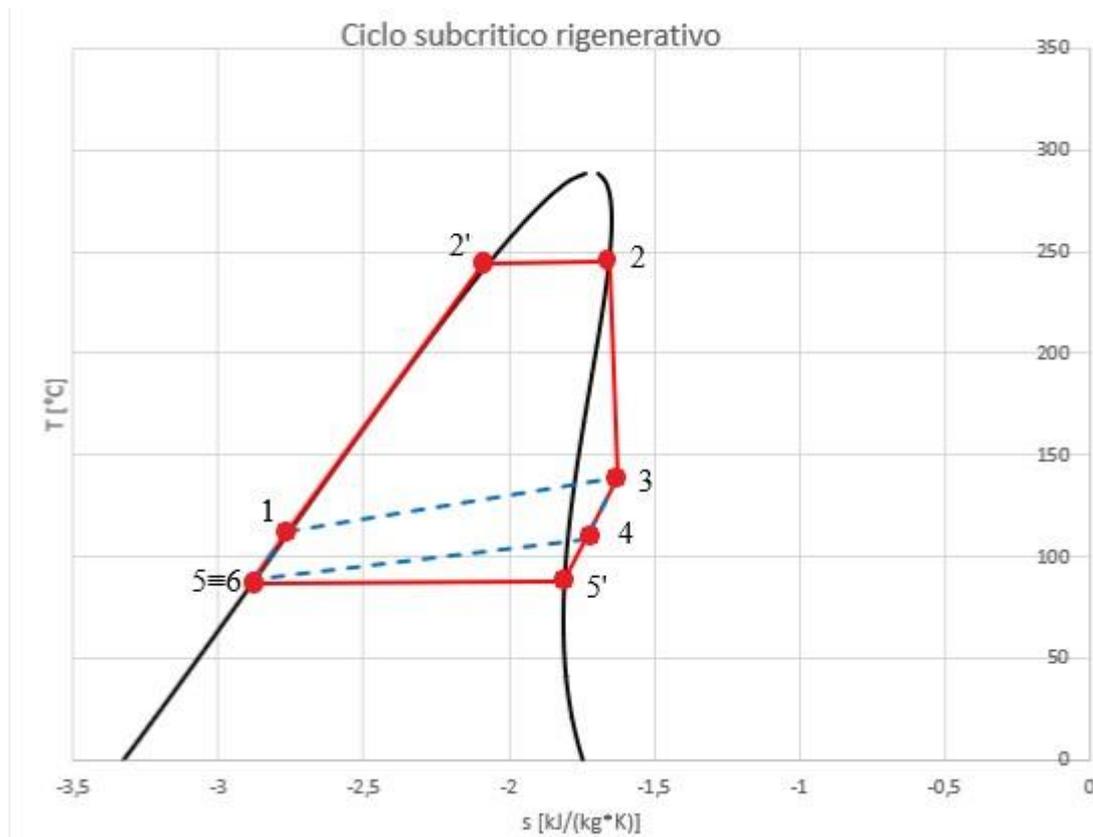


Figura 78- Ciclo subcritico rigenerativo nel piano T-s

Nel grafico soprastante oltre alle trasformazioni del ciclo rappresentate dalle linee rosse viene raffigurata l'area di recupero termico delimitata dalle linee tratteggiate blu.

Le fasi del ciclo sono le seguenti:

- ◆ Pompaggio (5-6): i due punti possono essere rappresentati come coincidenti proprio perché la differenza di temperatura ed entropia è esigua.
- ◆ Recupero interno di calore (assorbimento) (6-1): la portata di benzene uscente dalla pompa attraversa il rigeneratore assorbendo calore e incrementando la propria temperatura prima dell'ingresso nell'generatore di vapore.
- ◆ Evaporazione (1-2): la fase di cessione del calore da parte dell'olio diatermico è suddivisibile in due parti. La prima in cui il benzene assorbe calore incrementando la

propria temperatura fino al raggiungimento della saturazione (1-2'). La seconda nella quale il benzene si trova alla temperatura di saturazione per quella determinata pressione (pressione all'evaporatore) e avviene l'evaporazione a temperatura costante (2'-2). L'evaporazione si conclude con il raggiungimento della condizione di vapore saturo (frazione di liquido pari a zero) con cessione di calore latente da parte dell'olio; nella prima fase invece il benzene assorbe calore sensibile senza subire transizioni di stato.

- ◆ Espansione (2-3): l'espansione inizia con il benzene nelle condizioni di vapore saturo secco ed avviene interamente nella zona dei vapori surriscaldati (frazione di liquido nulla). In questa fase avviene la produzione di potenza.
- ◆ Recupero interno di calore (cessione) (3-4): la portata di benzene uscente dalla turbina attraversa il rigeneratore cedendo calore e diminuendo la propria temperatura prima dell'ingresso nel condensatore.
- ◆ Condensazione (4-5): la cessione del calore da parte del benzene all'acqua avviene anch'essa in due step come l'assorbimento. Il primo dove l'acqua assorbe calore sensibile comportando un decremento della temperatura del benzene, fino al raggiungimento della saturazione di quest'ultimo (4-5'). Il secondo dove il benzene, che si trova a temperatura di saturazione, condensa, cambiando di fase e cedendo calore latente all'acqua (5'-5).

Viene fornita una rappresentazione grafica del ciclo studiato sul software Aspen Plus®.

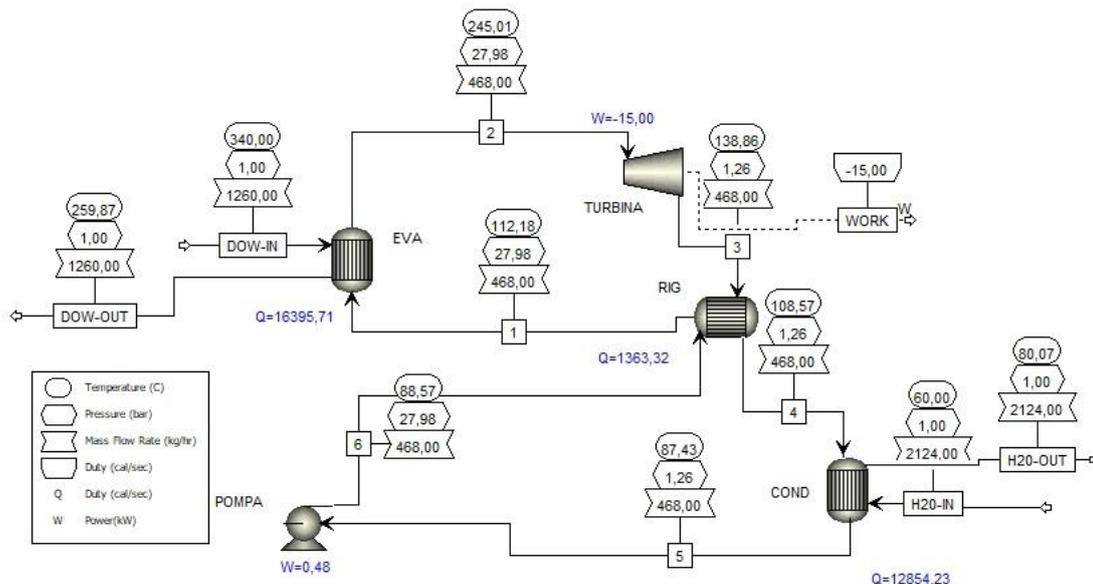


Figura 79- Rappresentazione del modello di ciclo rigenerativo utilizzato per lo studio corrente

6 DIMENSIONAMENTO DEL CAMPO SOLARE

L'ultima fase dello studio effettuato consiste nel dimensionamento del campo solare, il quale costituisce la fonte termica di alimentazione del ciclo Rankine organico. Il concentratore parabolico preso in considerazione è stato già descritto nel capitolo 5.1 dove, oltre ad una presentazione del collettore dal punto di vista tecnico, sono stati forniti anche i dati relativi all'irradianza globale e alla temperatura nelle differenti stagioni. Il fluido che attraversa il generatore di vapore del ciclo organico è il medesimo che fluisce all'interno dei tubi dell'assorbitore del paraboloide, ovvero l'olio diatermico Dowtherm™ RP (fluido utilizzato per lo scambio termico e adeguato alle applicazioni CSP).

6.1 Metodologia

Il sistema a concentrazione solare, per poter alimentare il ciclo, deve garantire una temperatura sul fuoco del paraboloide maggiore o uguale alla temperatura dell'olio diatermico in ingresso nell'evaporatore.

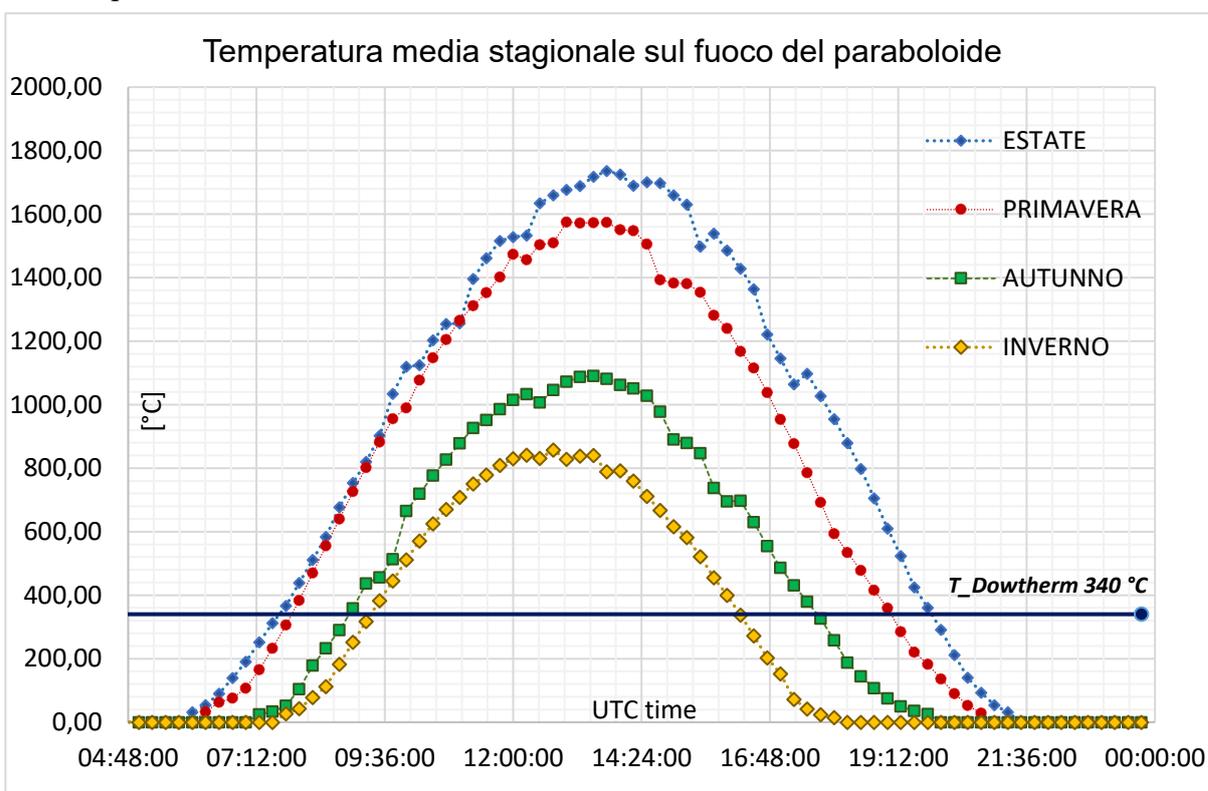


Figura 80- Andamento di temperatura sul fuoco del paraboloide confrontata con la temperatura dell'olio diatermico in ingresso nell'evaporatore

Il grafico soprastante (figura 54) rappresenta l'andamento della temperatura media stagionale sul fuoco del paraboloide, confrontata con la temperatura di ingresso dell'olio diatermico nell'evaporatore.

L'andamento della temperatura è lo stesso per tutte le stagioni: vi è una crescita dal mattino fino alle ore centrali (intorno alle ore 13:00), dove si raggiunge il picco, per poi subire un decremento durante la fase pomeridiana fino al tramonto.

Attraverso il foglio di calcolo contenente i dati relativi all'orario e alla temperatura raggiunta, è possibile valutare con precisione il periodo di funzionamento giornaliero dell'impianto, per le differenti stagioni.

Stagione	Orario di funzionamento	Ore corrispondenti	Minuti corrispondenti
Primavera	08:00 - 19:00	11	660
Estate	07:45 - 19:45	12	720
Autunno	09:00 - 17:30	8,5	510
Inverno	09:30 - 16:00	6,5	390

Tabella 14- Periodo di funzionamento giornaliero dell'impianto suddiviso per stagioni

Una volta stabilito il periodo di funzionamento giornaliero è necessario calcolare quello stagionale.

Stagione	Minuti di funzionamento giornalieri	Numero di giorni per stagione	Minuti di funzionamento stagionali
Primavera	660	93	61380
Estate	720	93	66960
Autunno	510	90	45900
Inverno	390	89	34710

Tabella 15- Periodo di funzionamento stagionale dell'impianto suddiviso per stagioni

Per poter proseguire nel dimensionamento del campo solare è indispensabile la valutazione della radiazione diretta normale (G_{d_n}). Viene innanzitutto individuato un giorno di sole per ciascuna stagione da considerarsi come giorno di riferimento, successivamente si effettua una media matematica dei valori di radiazione diretta normale nell'orario di funzionamento riportato in tabella 14.

I dati riguardanti la temperatura e l'irradianza globale si riferiscono all'anno 2019, dunque risulta opportuno estrapolare i valori di radiazione diretta normale riferiti al medesimo anno. Anche i dati della radiazione diretta sono registrati ogni 15 minuti durante tutto l'arco della giornata, tuttavia, a differenza delle altre grandezze, non si hanno a disposizione i valori dell'intero anno solare ma solamente quelli del periodo che va dal 29/05/2019 al 18/12/2019, escludendo l'intera stagione invernale. È stato dunque scelto come giorno di riferimento del periodo invernale il 14 Dicembre, ovvero il giorno di sole più vicino alla stagione di interesse.

Nella tabella sottostante sono riassunti i valori di radiazione diretta normale media stagionale.

Stagione	Giorno di riferimento	Radiazione diretta normale media stagionale [W/m ²]
Primavera	30 Maggio	861,06
Estate	16 Luglio	820,23
Autunno	16 Ottobre	680,78
Inverno	14 Dicembre	718,30

Tabella 16- Radiazione diretta normale media stagionale

A partire dai valori di radiazione diretta normale media stagionale e del periodo di funzionamento per ciascuna stagione, è possibile valutare la radiazione diretta normale media annuale secondo la seguente media ponderata:

$$G_{d_n_annua} = \frac{G_{d_n_prim} * min_{prim} + G_{d_n_est} * min_{est} + G_{d_n_aut} * min_{aut} + G_{d_n_inv} * min_{inv}}{min_{prim} + min_{est} + min_{aut} + min_{inv}}$$

Equazione 33: Calcolo della radiazione diretta normale media annuale

La radiazione diretta normale media annuale è pari a: **784,66 [W/m²] / 0,78466 [kW/m²]**

Il concentratore parabolico preso in esame possiede un rendimento ottico dell'80 % ed una superficie captante pari a 4,5 m². Conoscendo le specifiche tecniche e la radiazione diretta normale media annuale si può calcolare la potenza media annuale prodotta da un singolo collettore.

$$P_{CSP} = G_{d_n_annua} * A_c * \eta_{ott} = \mathbf{2,82 [kW]}$$

Equazione 34: Potenza prodotta da un singolo concentratore parabolico

Nella tabella sottostante viene riportata la potenza termica necessaria per l'alimentazione del ciclo organico per entrambe le soluzioni tecnologiche (semplice e rigenerativo).

	Valore	U.d.m
Potenza termica all'evaporatore (P_{th_eva}) - ciclo semplice	74,35	[kW]
Potenza termica all'evaporatore (P_{th_eva}) - ciclo rigenerativo	68,65	[kW]

Tabella 17- Potenza termica assorbita nell'evaporatore

Ovviamente un singolo collettore parabolico non è sufficiente per alimentare il ciclo, bensì è necessario calcolare il numero di paraboloidi sufficiente a garantire l'esercizio dell'impianto. Il calcolo lo si effettua rapportando la potenza termica assorbita nell'evaporatore con la potenza prodotta da un singolo concentratore solare. Ottenendo numeri non interi, è indispensabile approssimare il valore per eccesso, ovvero sovrastimando l'impianto.

	Ciclo semplice	Ciclo rigenerativo
Numero paraboloidi necessari	27	25

Tabella 18- N° di paraboloidi necessari

Essendo più bassa la potenza termica assorbita nel ciclo rigenerativo, risulta minore anche il numero di collettori; tuttavia, le due soluzioni tecnologiche differiscono solamente per due paraboloidi.

Viene infine calcolata l'area totale del campo solare con due differenti metodologie:

- Sovrastimando l'area totale, ovvero partendo dal numero di collettori calcolato precedentemente e moltiplicandolo per l'area di un singolo paraboloide:

$$A_{TOT} = N^{\circ}_{collettori} * A_c$$

Equazione 35: Calcolo dell'area del campo solare- metodo 1

- Utilizzando direttamente il valore della radiazione media annuale calcolata precedentemente, senza approssimazioni:

$$A_{TOT} = \frac{P_{th_eva}}{G_{d_annua} * \eta_{ott}}$$

Equazione 36: Calcolo dell'area del campo solare- metodo 2

I valori ottenuti sono raggruppati nella tabella seguente.

	Ciclo semplice	Ciclo rigenerativo
Area campo solare [m²] - metodo 1	121,5	112,5
Area campo solare [m²] - metodo 2	118,44	109,36

Tabella 19- Area del campo solare

L'area risulta maggiore seguendo il primo metodo, coerentemente con quanto detto in precedenza (sovrastima del numero di collettori).

6.2 Analisi dei risultati

L'impianto è stato modellato nella sua interezza, restano da valutare il rendimento dell'impianto per la produzione di energia elettrica ed il rendimento complessivo, per poi effettuare le dovute considerazioni. Per quanto concerne il primo, non si tiene conto del duplice effetto utile dell'impianto, bensì si valuta esclusivamente l'energia elettrica prodotta dalla turbina; il secondo invece, viene calcolato considerando la cogenerazione del sistema. L'impianto, infatti, è stato dimensionato ed analizzato valutando oltre alla produzione di potenza elettrica anche la riutilizzazione del calore di scarto del condensatore, comportando un effetto utile di doppia natura (produzione elettrica e termica).

Vengono prima riassunti i flussi termici per entrambe le configurazioni.

	ciclo semplice	ciclo rigenerativo
Potenza termica assorbita all'evaporatore Pth_eva [kW]	74,35	68,65
Potenza termica recuperata Pth_rec [kW]	-	5,71
Potenza termica smaltita al condensatore Pth_cond [kW]	-59,53	-53,82

Tabella 20- Flussi termici del ciclo per entrambe le soluzioni tecnologiche

Nel caso studio corrente si può constatare che l'effetto della rigenerazione interna di calore non comporti una grossa riduzione della potenza termica di alimentazione.

Per completezza viene fornita l'efficienza del rigeneratore. Quest'ultima è calcolabile come il rapporto fra il calore scambiato e il calore massimo scambiabile nelle condizioni ideali, ovvero nel caso in cui la temperatura di uscita del fluido caldo fosse pari alla temperatura di ingresso del fluido freddo. L'equazione si riduce ad un rapporto tra due differenze di temperatura poiché il calore specifico e la portata in massa sono uguali sia per il numeratore che per il denominatore.

$$\varepsilon = \frac{T_{ci} - T_{cu}}{T_{ci} - T_{fi}} = 0,602$$

Equazione 37: Efficienza del rigeneratore

Disponendo di tutti i dati necessari, è possibile valutare la fattibilità dell'impianto attraverso il calcolo dei rendimenti citati precedentemente.

- ◆ **Rendimento dell'impianto per la produzione di energia elettrica:** è dato dal rapporto tra la potenza elettrica prodotta dalla turbina al netto della potenza assorbita dalla pompa, e la potenza termica che il sistema a concentrazione solare deve fornire per consentire l'esercizio dell'impianto.

$$\eta_{el} = \frac{W_{el,t} - |W_p|}{G_{d,annua} * A_{TOT}}$$

Equazione 38: Calcolo del rendimento elettrico dell'impianto

- ◆ **Rendimento complessivo dell'impianto:** è dato dalla somma della potenza elettrica prodotta dalla turbina al netto della potenza assorbita dalla pompa e la potenza termica recuperata al condensatore, divisa per la potenza termica che il sistema a concentrazione solare deve fornire per consentire l'esercizio dell'impianto.

$$\eta_{imp} = \frac{W_{el,t} - |W_p| + |P_{th_{cond}}|}{G_{d,annua} * A_{TOT}}$$

Equazione 39: Calcolo del rendimento complessivo dell'impianto

La potenza che il sistema CSP deve garantire è data dalla moltiplicazione della radiazione diretta normale media annuale per l'area totale del campo solare, dove quest'ultima è stata considerata pari all'area totale calcolata con il metodo 1, ovvero sovrastimando le dimensioni del campo solare.

I risultati sono riassunti nella tabella sottostante.

	Ciclo semplice	Ciclo rigenerativo
rendimento dell'impianto per la produzione di energia elettrica	0,149	0,161
rendimento complessivo dell'impianto	0,774	0,771

Tabella 21- Rendimenti dell'impianto

L'impianto analizzato presenta un rendimento per la produzione di energia elettrica basso (rendimento < 20 %) per entrambe le configurazioni. Il valore così esiguo è associabile ad una non ottimizzazione del processo di espansione; infatti, non viene sfruttato interamente il salto entalpico, bensì si è mantenuta una pressione di uscita dalla turbina maggiore di quella atmosferica. La scelta è stata condizionata dall'impossibilità di utilizzare i degassatori nel caso di infiltrazioni d'aria, e dagli eccessivi costi legati ad una ottima tenuta dei tubi (per evitare tali infiltrazioni). Per quanto concerne il rendimento dell'impianto cogenerativo, ovvero tenendo conto del duplice effetto utile, si riscontrano valori decisamente apprezzabili (rendimento complessivo > 70%). La diminuzione di quest'ultimo nel caso rigenerativo rispetto a quello semplice è dovuta ad una minore riduzione dell'area totale del campo solare (membro al denominatore dell'equazione) rispetto al decremento della potenza termica smaltita al condensatore (membro al numeratore dell'equazione).

L'impianto, modellato con l'obiettivo di ottenere cogenerazione, consente di produrre contemporaneamente 14,7 kWe di potenza elettrica e più di 50 kW di potenza termica, rendendolo realizzabile. Tuttavia, è necessario integrare due componenti di cui non si è trattato nell'analisi corrente: i serbatoi di accumulo termico. Il primo destinato all'accumulo del calore captato dai sistemi a concentrazione, il secondo per lo stoccaggio della potenza termica smaltita al condensatore dall'acqua. Il serbatoio interposto fra il sistema CSP e il ciclo organico è indispensabile per garantire un funzionamento continuo di quest'ultimo, diversamente si avrebbe una totale dipendenza dall'imprevedibilità e aleatorietà della fonte solare. L'accumulo termico per il calore di scarto del condensatore, invece, è necessario per assicurare un adeguato esercizio della rete di teleriscaldamento (applicazione plausibile); bisogna infatti garantire la fornitura di energia termica anche quando l'impianto non è funzionante.

CONCLUSIONI

Nel presente lavoro di tesi è stato modellato un ciclo Rankine organico cogenerativo alimentato da un sistema a concentrazione solare. L'impianto analizzato produce un quantitativo di potenza elettrica pari a 14,7 kWe ed una potenza termica superiore ai 50 kW, con una temperatura dell'acqua uscente dal condensatore pari a circa 80 °C. Il dimensionamento dell'impianto è stato eseguito sia per un ciclo organico semplice che rigenerativo, impiegando il benzene quale fluido di lavoro.

I dati relativi alla configurazione con recupero interno di calore portano all'esclusione di tale soluzione tecnologica a causa dell'esiguo calore recuperato (5,71 kW), comportando un grosso impedimento. Tuttavia, il calore di alimentazione necessario per garantire il funzionamento del ciclo non presenta un valore eccessivamente alto anche adottando la configurazione semplice, rendendo il ciclo realizzabile. L'impiego della configurazione semplice comporta da un lato una significativa riduzione dei costi dell'impianto dovuti all'eliminazione di una componente, dall'altro un lieve aumento dell'area del campo solare necessaria, con una conseguente maggiore spesa per realizzarla.

Il rendimento dell'impianto per la sola produzione di energia elettrica risulta eccessivamente basso, a differenza del rendimento dell'impianto cogenerativo il quale è pari a 77,4 % (configurazione semplice). Tale valore lo si ottiene attraverso l'impiego di 27 dischi parabolici, ai quali corrisponde un'area totale di 121,5 m² (area sovrastimata). Le portate in massa dei fluidi impiegati non sono eccessivamente alte, riducendo così le dimensioni dei macchinari e, di conseguenza, l'ingombro complessivo. Le minori dimensioni comportano anche un risparmio economico anche se si dovranno comunque utilizzare apparecchiature a norma ATEX a causa dell'elevata infiammabilità del benzene. Dal punto di vista ambientale, il benzene non contribuisce all'eliminazione dello strato atmosferico di ozono ed ha un basso impatto per quanto concerne il riscaldamento globale, tuttavia, risulta tossico per l'uomo e l'ambiente. L'impiego in un circuito chiuso implica minori problematiche rispetto alle continue emissioni legate all'utilizzo in un sistema aperto (agente antidetonante della benzina), tuttavia, si dovrà comunque dotare l'impianto di un buon sistema di ventilazione nel caso di fughe e si dovrà smaltire il fluido seguendo i protocolli in maniera rigorosa. In conclusione, l'impianto cogenerativo risulta conveniente viste le considerazioni fatte e l'alto rendimento raggiunto, anche se necessita comunque l'integrazione di due sistemi di accumulo termico, uno per garantire un esercizio continuo del ciclo organico (serbatoio di accumulo del sistema CSP) e

l'altro per stoccare il calore recuperato al condensatore e non utilizzato nell'immediato (serbatoio di accumulo della rete di teleriscaldamento).

Per valutare lo sfruttamento della fonte solare, viene infine calcolata la percentuale di utilizzo dell'impianto a concentrazione.

$$\text{Percentuale di utilizzo} = \frac{\text{min}_{\text{utilizzo}}}{\text{min}_{\text{tot}_{\text{annui}}}} * 100 = \mathbf{39,8 \%}$$

Equazione 40: calcolo della percentuale di utilizzo del sistema a concentrazione solare

I minuti di utilizzo dell'impianto sono dati dalla somma dei minuti di utilizzo stagionali riportati in tabella 15. La fonte solare viene sfruttata per circa il 40 % del tempo totale annuo, valore apprezzabile tenuto conto dell'impossibilità dell'impiego della radiazione solare nelle ore notturne. Volendo valutare diversamente l'utilizzo di tale fonte, si potrebbe escludere dal calcolo il periodo notturno e analizzare per quanto ore, nel totale delle ore di sole dei giorni di riferimento, si raggiungono le condizioni di temperatura necessarie per il corretto esercizio dell'impianto (avendo precedentemente impostato una temperatura minima di riferimento).

Il lavoro di tesi compiuto, avente come obiettivo quello di valutare, dal punto di vista tecnico-impiantistico, la fattibilità di un ciclo ORC alimentato da un sistema CSP, può costituire il punto di partenza per una successiva e rigorosa analisi economica, in modo da valutare l'eseguibilità anche da un punto di vista monetario.

RINGRAZIAMENTI

Vorrei ringraziare innanzitutto il Politecnico di Torino per l'eccellente percorso di studi, per la formazione conferitami a livello nozionistico e per l'apprendimento delle dinamiche del team working in ambiente tecnico.

Un ringraziamento particolare va al mio relatore, l'ingegnere Davide Papurello, per la sua disponibilità e comprensione.

Grazie a mio padre e mia madre che mi hanno permesso di intraprendere e portare a termine questo percorso, ed un immenso ringraziamento a mia sorella, la quale mi ha sostenuto per tutta l'interezza del periodo di studi, dandomi la forza di affrontare i momenti di sconforto.

Un ringraziamento finale va a tutti gli amici e i colleghi che mi hanno supportato ed aiutato nel corso di questi anni, sia coloro che erano già presenti prima, sia coloro con i quali ho stressato uno splendido rapporto all'università.

BIBLIOGRAFIA e SITOGRAFIA

[1] Nicola Armaroli, << La transizione energetica>>, *Memorie e Rendiconti di Chimica, Fisica, Matematica e Scienze Naturali 138° (2020), Vol. I, fasc. 3, pp. 251-260.*

[2] Luna Aristei, << L'Accordo di Parigi: obiettivi e disciplina>>, *Quarterly Journal of Environmental Law, Numero 3-2017 G. Giappichelli editore ISSN 2239-964X*

[3] <<<https://www.reteclima.it/piano-20-20-20-il-pacchetto-clima-energia-20-20-20/>>>

[4] <<https://it.wikipedia.org/wiki/Green_Deal_europeo>>

[5] Massimo Zucchetti <<Dispense di Introduzione ai Reattori Nucleari>> *Corso di centrali termoelettriche e nucleari e regolazione, Politecnico di Torino.*

[6] Stefano Lo Russo <<High Entalphy Geothermal Energy>> *Corso di Getothermal Energy, Politecnico di Torino.*

[7] ARPAV<< Energia geotermica>> [Online] Available:
<<http://geotermiaveronese.it/PDFsoci/ARPAV-energia_geotermica.pdf>>

[8] Gianmaria Sannino, Luca Liberti, Adriana Carillo, Andrea Bargagli, Emanuela Caiaffa <<Prospettive di sviluppo dell'energia dal mare per la produzione elettrica in Italia >> *Primopiano: energia dal mare, EAI: Energia Ambiente e Innovazione, 4/5/2011.*

[9] << <https://www.polienergy.org/2020/12/07/energia-del-mare/>>>

[10] Dott. Ing. Carlo Belli, Dott. Ing. Paolo Chizzolini <<Conversione dell'energia>> *Università degli studi di Pavia, Facoltà di Ingegneria, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Anno accademico 2009-2010.*

[11] Filippo Spertino <<Generatori eolici per la connessione alla rete (Dispense) >> *Corso di Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica, Politecnico di Torino, Dipartimento di Energia, Edizione Maggio 2016.*

[12] Paolo Amirante <<Macchine ed Impianti per la produzione di energia eolica >> *Università degli studi di Bari, Aprile 2018.*

[13] ENEA, a cura di: F. Di Mario, G. Braccio, V. Pignatelli, N. Colonna, F. Zimbardi<<Biomassa e Bioenergia: Quaderno >> *Luglio 2011.*

- [14] Raffaele Pirone, << Le biomasse >>, *Utilizzo sostenibile delle biomasse a fini energetici - A.A.2019/20*.
- [15] TERNA, << Dati generali 2020>>, *Pubblicazioni statistiche, anno 2020*.
- [16] << <https://www.evwind.es/2021/11/17/study-of-chinas-optimal-concentrated-solar-power-development-path-to-2050/83314>>>
- [17] << https://it.wikipedia.org/wiki/Sole#/media/File:Sun_poster_ITA.svg >>
- [18] Antonio Parretta, << FER: SOLARE FOTOVOLTAICO E CONTO ENERGIA>>, *ENEA Bologna e Università di Ferrara. Università di Milano-Bicocca, venerdì 24 giugno 2011, ore 9-13*.
- [19] Pietro Boccardo, << Le interazioni con l'atmosfera- cap. 3>>, *Corso di Telerilevamento, Politecnico di Torino, A.A 2016/2017*
- [20] << <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>>>
- [21] << https://it.wikipedia.org/wiki/Cella_solare#/media/File:Solar_cell.png>>
- [22] << <https://www.ideegreen.it/efficienza-pannelli-fotovoltaici-65258.html>>>
- [23] << <https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/film-sottile-gaas-efficienza/>>>
- [24] << <https://www.green.it/pannelli-solari-film-sottile/> >>
- [25] Marco Simonetti, Giovanni Vincenzo Fracastoro, << Solar Water Thermal Systems>>, *Corso di Technology for renewable energy sources, Politecnico di Torino, A.A 2018-19*
- [26] << https://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated_solar_power>>
- [27] L. Rubini, G. Habib, M. Lavra (ISES Italia), << Tecnologie solari a concentrazione – Produzione di calore a media temperatura>>, *Settembre 2011, Report Ricerca di Sistema Elettrico, Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA*
- [28] << <https://energycue.it/solare-concentrazione-energia-elettrica-rinnovabile-flessibile/18299/>>>
- [29] << <https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/solare-termodinamico/tecnologie-disponibili>>>

- [30] Tommaso Crescenzi, Massimo Falchetta, Alfredo Fontanella, Enzo Metelli, Adio Miliozzi, Francesco Spinelli, Luigi Sipione, << Opportunità di applicazione delle tecnologie solari termodinamiche in Italia>>, 2016, *ENEA*
- [31] << https://www.researchgate.net/figure/Principle-of-operation-of-linear-Fresnel-reflector-solar-system-5_fig4_260290514>>
- [32] <<https://www.researchgate.net/figure/Linear-Fresnel-reflector-developed-by-AREVA-left-and-detailed-view-of-the-secondary_fig6_272163920>>
- [33] <<https://www.researchgate.net/figure/A-schematic-of-parabolic-dish-concentrated-solar-power_fig2_347871490>>
- [34] <<<http://anushreegreentech.com/Solar-Parabolic-Dish-Concentrator.html>>>
- [35]<<https://www.energy.gov/sites/default/files/styles/photo_gallery_509_x_678_/public/2020/09/f78/19881.JPG?itok=Chr5PygA>>
- [36] << <https://www.almecogroup.com/it/pages/246-eliostati>>>
- [37] << <https://it.wikipedia.org/wiki/Eliostato#/media/File:Heliostat.jpg>>>
- [38] << <https://ise.uc3m.es/research/solar-energy/solar-receivers/>>>
- [39] Marco Simonetti, << Receivers>>, *Corso di Technology for renewable energy sources, Politecnico di Torino, A.A 2018-19*
- [40] << https://www.researchgate.net/figure/Porous-volumetric-receivers-in-concentrated-solar-power-CSP-systems_fig1_333729565>>
- [41] Antoni Gil, Marc Medrano, Ingrid Martorell, Ana Lazaro, Pablo Dolado, Belen Zalba e Luisa F. Cabeza., «State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 - Concepts, materials and modellization,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, pp. 31- 55, 2010.*
- [42] << <https://www.edutecnica.it/macchine/vapore/vapore.htm>>>
- [43] << <https://www.edutecnica.it/macchine/rankine/rankine.htm>>>
- [44] << http://www00.unibg.it/dati/corsi/37021/60815-cap6_impiantivapore.pdf>>
- [45] Maurizio Pieve, Gino Boccardi, << Studio e valutazione dei cicli teorici/semplificati per la mini/micro co/tri-generazione>>, *ENEA, Report Ricerca di Sistema Elettrico, Settembre 2016.*

[46] Cicli ORC: Energetica applicata, Online:

<<https://elearn.ing.unipi.it/pluginfile.php/157412/mod_resource/content/1/ORC.pdf>>

[47] Lisa Branchini, Andrea De Pascale, Antonio Peretto, << Systematic comparison of ORC configurations by means of comprehensive performance indexes>>, *Applied Thermal Engineering*. 7 August 2013

[48] Alessandro Corsini, << Cicli Rankine a fluido organico>>, *Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Aerospaziale Università di Roma "La Sapienza"*.

[49] Kiyarash Rahbar, Saad Mahmoud, Raya K. Al-Dadah, Nima Moazami, Seyed A. Mirhadizadeh, << Review of organic Rankine cycle for small-scale applications>>, *Energy Conversion and Management*, Dicembre 2016.

[50] Zhong Ge, Jian Li, Yuanyuan Duan, Zhen Yang, Zhiyong Xie, << Thermodynamic Performance Analyses and Optimization of Dual-Loop Organic Rankine Cycles for Internal Combustion Engine Waste Heat Recovery>>, *Applied Sciences*, Febbraio 2019.

[51] << <https://www.dow.com/pt-br/pdp.dowtherm-rp-heat-transfer-fluid.51244z#tech-content>>>