



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Impianto ORC cogenerativo con accumulo termico per uso civile

Relatore:

Prof.ssa Anna Stoppato

Correlatore:

Ing. Alberto Benato

Laurenda:

Gloria Bertin

Matricola:

1128820

Anno Accademico 2017/2018

Ai miei genitori, a mia sorella Sara e a Marco

Sommario

Grazie a questa tesi si è visto in che modo un sistema di teleriscaldamento costituito da un impianto cogenerativo ORC e un serbatoio di accumulo termico possa rispondere al fabbisogno termico ed elettrico di utenze condominiali poste al Nord Italia.

E' stata determinata e discussa la soluzione migliore per il dimensionamento dell'accumulo tenendo conto anche degli aspetti economici.

Nel *Capitolo 2* sono state studiate le caratteristiche principali di un Ciclo Rankine a fluido Organico e i vantaggi rispetto a un Ciclo Rankine tradizionale. Poi si sono viste alcune applicazioni pratiche di tali cicli, tra cui, più nel dettaglio, i cicli ORC cogenerativi come quelli prodotti da Turboden e Zuccato Energia.

Si è deciso di utilizzare un ciclo cogenerativo rispetto a un impianto tradizionale perché, come spiegato nel *Capitolo 3*, grazie alla cogenerazione viene prodotta sia energia elettrica che termica e quest'ultima viene utilizzata per il riscaldamento. Questi impianti inoltre, possono godere di alcune agevolazioni grazie alle quali si riescono a ridurre i costi. Si sono viste inoltre le caratteristiche principali di una rete di teleriscaldamento e i vantaggi che si hanno mettendo insieme quest'ultima con un impianto cogenerativo.

Nel *Capitolo 4* sono state evidenziate le differenze sostanziali tra le varie tipologie di accumulo termico, in particolare, sensibile, latente e termochimico. E' stato approfondito maggiormente l'accumulo termico sensibile in quanto usato all'interno di questa tesi. Sono state spiegate le applicazioni principali e in particolare i serbatoi di accumulo termico associati a impianti di teleriscaldamento per la produzione di calore e ACS.

Dopo quest'analisi teorica dei componenti principali del sistema adottato nella tesi si è passati ad analizzare, nel *Capitolo 5*, la parte più tecnica, ossia il modello costruito per arrivare al risultato ottenuto. Inizialmente sono state ricavate le curve di carico per una singola utenza condominiale per ogni giorno tipo mensile.

Poi si sono studiati il sistema costituito da un impianto cogenerativo ORC (Organic Rankine Cycle), serbatoio di accumulo termico, caldaie integrative e utenze residenziali. In particolare si è andati a valutare il numero di utenze ideale, calcolare le caratteristiche principali del ciclo cogenerativo e infine è stato dimensionato il serbatoio di accumulo.

Nel capitolo successivo (*Capitolo 6*) sono stati analizzati i risultati ottenuti nei diversi casi approfondendo il quarto e ultimo caso. Inoltre sono stati calcolati i costi, i ricavi, la resa annua economica e il tempo di ritorno dell'investimento. Infine si è andati a valutare il risparmio ottenuto considerando l'incentivazione per questo tipo di impianti calcolando il RISP (Risparmio di Energia Primaria) e il numero di Certificati Bianchi.

Ringraziamenti

Vorrei ringraziare innanzitutto la Professoressa Anna Stoppato per avermi dato la possibilità di svolgere questa tesi, per il suo aiuto e per il tempo che ha dedicato alla revisione di questo lavoro.

Vorrei ringraziare inoltre l'Ingegnere Alberto Benato per il tempo dedicatomi e l'aiuto datomi specialmente nella prima parte del lavoro.

Un ringraziamento va a Valeria (Vale) mia compagna di studi, risate e tanto altro in questo lungo percorso, con la quale ho condiviso le gioie per ogni esame passato come se fossimo riuscite a superare delle enormi montagne. La ringrazio anche perché nei momenti meno belli ci incoraggiavamo a vicenda.

Vorrei poi ringraziare Roberta e Martina conosciute nella seconda parte di questo percorso, ma non per questo meno importanti. Con loro ho condiviso i banchi di lezione, pomeriggi passati a studiare tra le mille slide, e "prelibati" pranzi al "ristorante" Piovego.

Un grande ringraziamento va al mio fidanzato ma anche compagno di studi Marco, con il quale ho condiviso momenti belli e brutti. Lo ringrazio per avermi sostenuto in questi anni ma soprattutto in quest'ultimo periodo e per aver sopportato le mie tensioni pre-esame.

Un ringraziamento va anche a Miriam, dal trio delle "Desperados" per essere diventata nostra sorella acquisita.

Un grazie speciale e di cuore va a mia sorella Sara ma anche mia migliore amica per avermi supportato in questo mio percorso di studi e per essermi stata vicina e avermi dato parole di incoraggiamento nei momenti difficili.

Infine un enorme ringraziamento va ai miei genitori che mi hanno dato la possibilità di raggiungere questo traguardo economicamente, moralmente e che hanno sempre creduto in me e in ciò che stavo facendo. Li ringrazio per avermi insegnato a non mollare mai, a non soffermarmi alle "battaglie perse" ma a guardare sempre l'obiettivo da raggiungere.

Infine, vorrei ringraziare tutti coloro che in qualche modo mi sono stati vicini e mi hanno incoraggiato.

Indice

1. Introduzione.....	1
2. Cicli Rankine a fluido organico ORC.....	5
2.1 Principio di funzionamento	5
2.1.1 Scelta del fluido di lavoro.....	7
2.2 Applicazioni	8
2.2.1 Energia geotermica	8
2.2.2 Energia solare	12
2.2.3 Energia da biomassa	15
2.2.4 Recupero calore di scarto	16
3. Cogenerazione	21
3.1 Principi della cogenerazione.....	21
3.1.1 Cogenerazione ad alto rendimento e quadro normativo	22
3.1.2 Incentivazione per gli impianti che hanno ottenuto il riconoscimento CAR.....	28
3.1.3 Impatto ambientale e calcolo delle emissioni.....	29
3.2 Usi nella cogenerazione.....	31
3.3 Teleriscaldamento.....	33
3.3.1 Introduzione.....	33
3.3.2 Scelte costruttive.....	34
3.3.3 Prime tre generazioni di teleriscaldamento.....	37
3.3.4 Teleriscaldamento di quarta generazione	40
3.4 Usi diretti per il riscaldamento nei diversi settori.....	41
3.4.1 Settore residenziale.....	42
4. Accumulo termico	47
4.1 Tipologie di accumulo termico.....	47
4.1.1 Accumulo termico tramite calore sensibile	48
4.1.2 Accumulo termico tramite calore latente.....	50
4.1.3 Accumulo termochimico	52
4.2 Applicazioni per edifici residenziali.....	53
4.2.1 Accumulo termico stagionale e giornaliero.....	53
4.2.2 Accumulo in serbatoi d'acqua	56
4.3 Serbatoio di accumulo e rete di teleriscaldamento	59
5. Modello.....	63
5.1 Le utenze e la stima dei fabbisogni energetici.....	63
5.1.1 Introduzione.....	63

5.1.2 Curve di carico giornaliero per utenza condominiale	64
5.1.3 Diagrammi di carico annuali per utenza condominiale	64
5.2 Impianto cogenerativo	66
5.3 Accumulo termico	69
5.4 Modello economico	70
5.4.1 Costi.....	70
5.4.2 Ricavi.....	72
5.4.3 Indicatori economici	72
6. Analisi dei risultati	75
6.1 Risultati preliminari.....	75
6.2 Risultati.....	78
6.2.1 Fabbisogno termico	79
6.2.2 Fabbisogno elettrico	84
6.2.3 Risultati economici quarta soluzione.....	86
7. Conclusioni.....	93
Appendici	95
A.1 Risultati preliminari.....	95
A.2 Risultati.....	97
Bibliografia.....	102

Indice delle figure

Figura 1. 1 Proiezione della richiesta di energia primaria nei diversi settori [3].....	1
Figura 1. 2 Percentuale di energia primaria richiesta dai diversi paesi nel 2016 e 2040 [3]	2
Figura 1. 3 Emissioni di CO ₂ per Paese [5]	2
Figura 2.1. 1 Ciclo Rankine tradizionale e relativo diagramma T-s.....	5
Figura 2.1. 2 Ciclo ORC (sx) e diagramma T-s (dx).....	6
Figura 2.1. 3 Diagramma T-s ciclo Rankine tradizionale [12].....	6
Figura 2.1. 4 Curve di saturazione a, b, c	7
Figura 2.1. 5 Curve di saturazione per diverse sostanze.....	8
Figura 2.2. 1 Sistema geotermico	9
Figura 2.2. 2 Utilizzo risorse geotermiche per diversi livelli di temperatura	9
Figura 2.2. 3 Flash Steam Plant.....	10
Figura 2.2. 4 Dry Steam Plant	10
Figura 2.2. 5 Ciclo binario.....	11
Figura 2.2. 6 Ciclo binario a doppio livello di pressione (sx) e relativo diagramma T-s (dx).....	11
Figura 2.2. 7 Ciclo binario a doppio fluido (sx) e relativo diagramma T-s (dx)	12
Figura 2.2. 8 Principio di funzionamento dei concentratori solari (sx) ed esempio di applicazione (dx)	12
Figura 2.2. 9 Torre solare	13
Figura 2.2. 10 Disco parabolico.....	13
Figura 2.2. 11 Collettore parabolico.....	13
Figura 2.2. 12 Impianto solare termodinamico a concentrazione.....	14
Figura 2.2. 13 Unità ORC Turboden	14
Figura 2.2. 14 Impianto di Lesotho	15
Figura 2.2. 15 Impianto di potenza a biomassa [16].....	16
Figura 2.2. 16 Impianto cogenerativo ORC di Zuccato Energia [24]	17
Figura 2.2. 17 Esempi installazioni sistemi ORC di Zuccato Energia	18
Figura 2.2. 18 Sistema Turboden per il recupero del calore di scarto [27]	18
Figura 3.1. 1 Confronto produzione separata (sx) e in cogenerazione (dx).....	21
Figura 3.1. 2 Rappresentazione schematica impianto CHP.....	23
Figura 3.2. 1 Sistema cogenerativo residenziale [38].....	32
Figura 3.2. 2 Confronto tecnologie per CHP	33
Figura 3.3. 1 Funzionamento impianto teleriscaldamento [39]	33
Figura 3.3. 2 Energia termica erogata per settore nel 2013(risc+ACS) [33].....	34
Figura 3.3. 3 Rete ramificata	36
Figura 3.3. 4 Rete ad anello.....	36
Figura 3.3. 5 Rete magliata.....	36
Figura 3.3. 6 Confronto quattro generazioni di teleriscaldamento [45].....	38
Figura 3.3. 7 Andamento volume ed estensione rete di TLR [33]	38
Figura 3.3. 8 Distribuzione geografica volumetria teleriscaldato in Italia nel 2013 [33]	39
Figura 3.3. 9 Fonti energetiche usate per il TLR nel 2013 (ktep) [33].....	39
Figura 3.3. 10 Impianto Sporting Lodi [53]	41

Figura 4.1. 1 Fasi processo di accumulo [55, 56].....	47
Figura 4.1. 2 Classificazione materiali per accumulo termochimico [59].....	52
Figura 4.2. 1 Scambiatore a spirale immerso, scambiatore esterno a fasci tubieri, scambiatore a mantello..	54
Figura 4.2. 2 Principio stoccaggio da falde acquifere [66].....	55
Figura 4.2. 3 Principio di funzionamento stagno solare [66]	55
Figura 4.2. 4 Accumulo termico con preparatore di ACS e sistema di riscaldamento	57
Figura 4.2. 5 Serbatoio di accumulo termico “tank in tank”	57
Figura 4.2. 6 Serbatoio di accumulo a stratificazione [71].....	58
Figura 4.2. 7 Funzionamento serbatoio a stratificazione [72]	58
Figura 4.2. 8 Sezione serbatoio a stratificazione [74]	59
Figura 4.3. 1 Alperia Tower [78].....	60
Figura 4.3. 2 Schema sistema di teleriscaldamento di Bolzano	60
Figura 4.3. 3 Centrale termica di biomassa di Lunes [81].....	61
Figura 4.3. 4 Centrale di teleriscaldamento Lodi [83].....	62
Figura 5.1. 1 Curve di carico giornaliero: giornata invernale (sx) - giornata estiva (dx)	64
Figura 5.1. 2 Consumi medi mensili.....	64
Figura 5.1. 3 Curve cumulate e funzionamento impianto: Potenza termica (sx) – Potenza elettrica (dx).....	65
Figura 5.2. 1 Schema di ciclo ORC (sx) - Diagramma T-s (dx).....	66
Figura 5.3. 1 Schema del sistema	69
Figura 6.1. 1 Livello di energia nell’accumulo per il caso 1 a Gennaio (sx) e Ottobre (dx)	75
Figura 6.1. 2 Andamenti in Maggio per il caso 2	76
Figura 6.1. 3 Confronto casi 1,2,3	77
Figura 6.2. 1 Resa termica di sistema Gennaio 620 utenze	79
Figura 6.2. 2 Risultati Gennaio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx).....	79
Figura 6.2. 3 Risultati Febbraio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)	80
Figura 6.2. 4 Risultati Marzo: resa termica di sistema (sx) – Livello accumulo (dx)	80
Figura 6.2. 5 Risultati Aprile: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx).....	80
Figura 6.2. 6 Risultati Maggio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx).....	81
Figura 6.2. 7 Risultati Giugno: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)	81
Figura 6.2. 8 Risultati Luglio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx).....	81
Figura 6.2. 9 Risultati Agosto: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx).....	82
Figura 6.2. 10 Risultati Settembre: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx).....	82
Figura 6.2. 11 Risultati Ottobre: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)	82
Figura 6.2. 12 Risultati Novembre (sx): Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx).....	83
Figura 6.2. 13 Risultati Dicembre: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)	83
Figura 6.2. 14 Risultati Gennaio (sx) – Febbraio (dx): Resa elettrica di sistema	84
Figura 6.2. 15 Risultati Marzo (sx) – Aprile (dx): Resa elettrica di sistema	84
Figura 6.2. 16 Risultati Maggio (sx) – Giugno (dx): Resa elettrica di sistema	85
Figura 6.2. 17 Risultati Luglio (sx) – Agosto (dx): Resa elettrica di sistema	85
Figura 6.2. 18 Risultati Settembre (sx) – Ottobre (dx): Resa elettrica di sistema	85
Figura 6.2. 19 Risultati Novembre (sx) – Dicembre (dx): Resa elettrica di sistema	86
Figura 6.2. 20 Confronto casi 1,2,3,4	87

Figura 6.2. 21 VAN e tempo di ritorno dell'investimento	88
Figura 6.2. 22 Medie mensili prezzi CB (sx) – Andamento prezzo CB (dx)	90
Figura 6.2. 23 VAN e tempo di ritorno con l'incentivazione dei CB	91
Figura A.1. 1 Curve di carico giornaliere per potenza termica ed elettrica: Gennaio (sx) – Febbraio (dx)	95
Figura A.1. 2 Curve di carico giornaliere per potenza termica ed elettrica: Marzo (sx) – Aprile (dx)	95
Figura A.1. 3 Curve di carico giornaliere per potenza termica ed elettrica: Maggio (sx) – Giugno (dx).....	95
Figura A.1. 4 Curve di carico giornaliere per potenza termica ed elettrica: Luglio (sx) – Agosto (dx).....	96
Figura A.1. 5 Curve di carico giornaliere per potenza termica ed elettrica: Settembre (sx) – Ottobre (dx)....	96
Figura A.1. 6 Curve di carico giornaliere per potenza termica ed elettrica: Novembre (sx) – Dicembre (dx)	96

Indice delle tabelle

Tabella 2.2. 1 Caratteristiche evaporatore impianto Zuccato Energia.....	17
Tabella 2.2. 2 Caratteristiche condensatore impianto Zuccato Energia	17
Tabella 2.2. 3 Calore di recupero dalla produzione di cemento [27].....	19
Tabella 2.2. 4 Recupero di calore dalla produzione di vetro [27]	19
Tabella 3.1. 1 Temperature e fattori di correzione per le diverse zone climatiche.....	25
Tabella 3.1. 2 Fattori di correzione in funzione della tensione e del tipo di energia elettrica	25
Tabella 3.1. 3 Fabbisogni di energia per le diverse utenze nel residenziale [33]	27
Tabella 3.1. 4 Output energetici nel caso in esame [33].....	28
Tabella 3.1. 5 Fabbisogni e potenziale tecnico nel residenziale soddisfatti dalla CAR [33].....	28
Tabella 3.4. 1 Usi diretti per riscaldamento nelle industrie in ktep (dati da Eurostat)	41
Tabella 3.4. 2 Usi diretti per riscaldamento nel settore terziario in ktep (dati da Eurostat)	42
Tabella 3.4. 3 Usi diretti per riscaldamento nel settore residenziale in ktep (dati da Eurostat)	42
Tabella 3.4. 4 Famiglie per regione e tipologia di impianto.....	44
Tabella 3.4. 5 Fonti utilizzate per il riscaldamento domestico per regione	45
Tabella 3.4. 6 Comuni metanizzati e distribuzione di gas in Smc.....	45
Tabella 3.4. 7 Tipologia di impianto per il riscaldamento dell'acqua per regione e famiglie	46
Tabella 4.1. 1 Proprietà dei materiali di accumulo a 20°C [55]	49
Tabella 4.1. 2 Caratteristiche materiali solidi e liquidi per accumulo termico sensibile [57]	50
Tabella 5.2. 1 Dati ciclo	66
Tabella 5.2. 2 Caratteristiche termodinamiche di ciclo	67
Tabella 5.2. 3 Calcolo dati impianto.....	68
Tabella 6.1. 1 Ricavi - Costi casi 1,2,3.....	76
Tabella 6.1. 2 Resa - Consumi casi 1,2,3	77
Tabella 6.2. 1 Gennaio 800,700,620 utenze: Costo gas – Costo cippato.....	78
Tabella 6.2. 2 Risultati mensili: Volume accumulo - Potenza caldaie	83
Tabella 6.2. 3 Caso 4: Costi di investimento - Costi O&M.....	86
Tabella 6.2. 4 Caso 4: Costo gas - Costo cippato	86
Tabella 6.2. 5 Caso 4: Ricavi - Costi.....	86
Tabella 6.2. 6 Resa - Consumi casi 1,2,3,4	87
Tabella 6.2. 7 Parametri per il calcolo del VAN	87
Tabella 6.2. 8 Parametri per il calcolo di $\eta_{globale}$	88
Tabella 6.2. 9 Parametri per il calcolo del PES	89
Tabella 6.2. 10 Parametri per il calcolo del RISP.....	89
Tabella 6.2. 11 Certificati Bianchi.....	89
Tabella 6.2. 12 Risultati finali: Ricavo CB - Ricavo tot.....	90
Tabella A.2. 1 Costi di investimento e O&M dei primi 3 casi per l'impianto	97
Tabella A.2. 2 Costi di investimento e O&M dei primi 3 casi per l'accumulo	97
Tabella A.2. 3 Costi di investimento e O&M dei primi 3 casi per le caldaie.....	97
Tabella A.2. 4 Costi del gas per i primi 3 casi.....	97

Tabella A.2. 5 Costi del cippato per i primi 3 casi	97
Tabella A.2. 6 Potenza termica impianto	98
Tabella A.2. 7 Potenza elettrica auto consumata dall'impianto	99
Tabella A.2. 8 Potenza elettrica erogata	100

1. Introduzione

Fra le tante sfide che il mondo in cui viviamo oggi si trova a dover affrontare ci sono la riduzione dell'inquinamento ambientale e l'aumento dell'efficienza energetica, ossia la ricerca di un uso più consapevole e più efficiente dell'energia primaria. In particolare ci si trova a dover rispondere a un fabbisogno di energia primaria globale sempre maggiore, dovuto da un lato alla crescita demografica, dall'altro allo sviluppo industriale e urbano nei paesi industrializzati, ma soprattutto in quelli in via di sviluppo.

Dal 1990 ad oggi la popolazione è passata da circa 5 miliardi ai 7 miliardi e mezzo e si stima che cresca ancora fino ad arrivare a 9 miliardi nel 2040 [1] [2]. Questo, come si vedrà in seguito, implica un aumento del fabbisogno globale di energia primaria. Nelle Figure 1.1 e 1.2 si possono osservare le proiezioni (2016-2025-2040) della richiesta di energia primaria divisa per i diversi settori e la domanda di energia globale suddivisa per i diversi paesi nel 2016 e nel 2040 [3].

Ad oggi le fonti più utilizzate per rispondere a tali esigenze sono quelle fossili che sono esauribili e causano emissioni di CO₂, per questo motivo la tendenza è quella di utilizzare maggiormente le fonti rinnovabili. Infatti tra gli obiettivi posti dall' Horizon 2020 si trovano l'uso di combustibili alternativi, la riduzione del consumo di energia e delle emissioni di carbonio e la rete elettrica a basso costo [4].

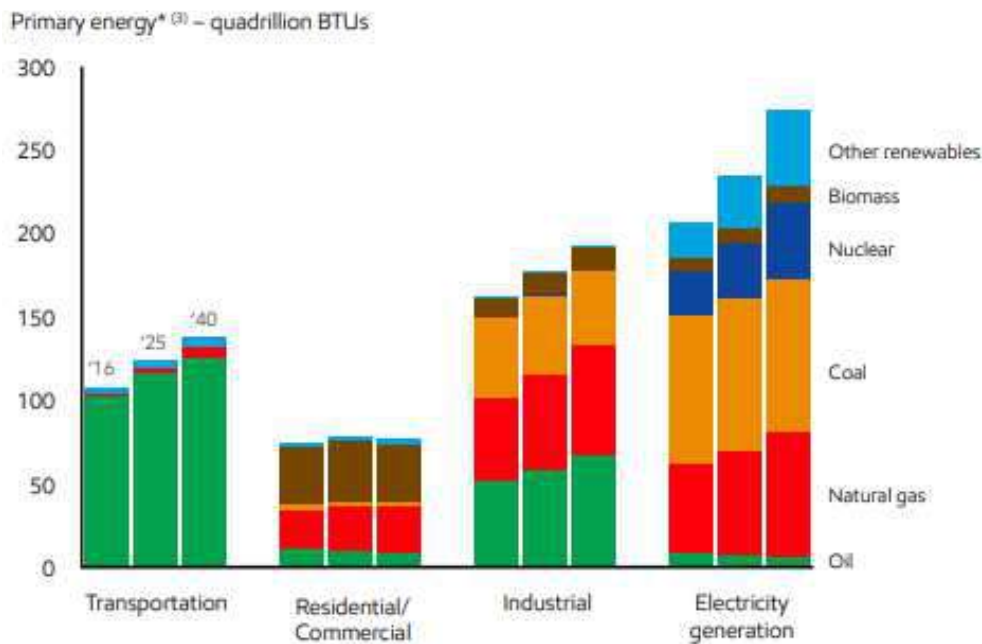


Figura 1. 1 Proiezione della richiesta di energia primaria nei diversi settori [3]

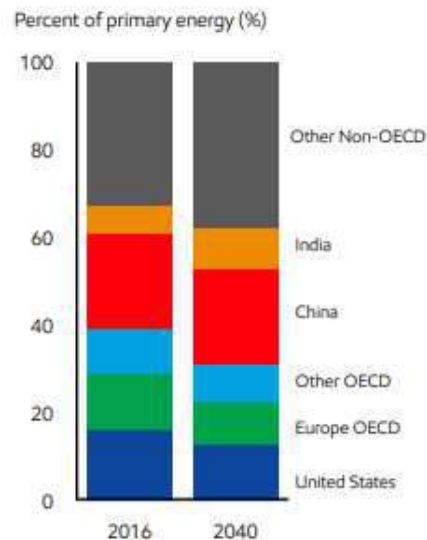


Figura 1. 2 Percentuale di energia primaria richiesta dai diversi paesi nel 2016 e 2040 [3]

Di seguito è riportato un grafico che rappresenta la crescita di emissioni di CO₂ in funzione dell'energia richiesta per Paese, dal 1990 al 2014.

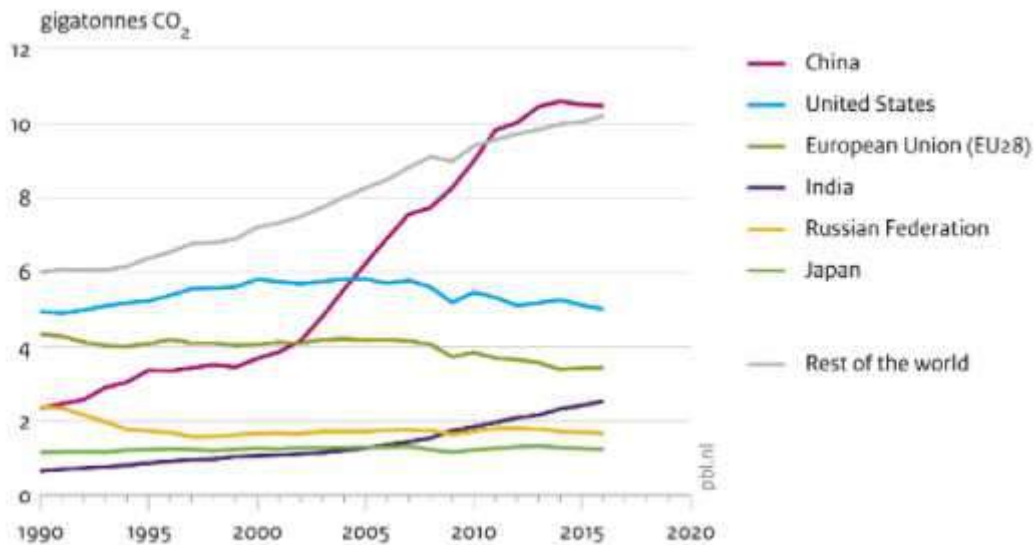


Figura 1. 3 Emissioni di CO2 per Paese [5]

Per raggiungere tali obiettivi è necessario non solo cercare di utilizzare le fonti rinnovabili al posto delle fonti fossili, ma anche utilizzare sistemi più efficienti che siano in grado di risparmiare energia primaria. Attualmente ci sono diverse tecnologie che permettono da una parte di utilizzare meno le fonti fossili e dall'altra di avere meno emissioni in atmosfera. Un primo esempio può essere il solare fotovoltaico utilizzato per la produzione di energia elettrica sfruttando la radiazione solare disponibile gratuitamente [6]. Se si vuole produrre anche calore per il riscaldamento degli ambienti o per la produzione di acqua calda sanitaria si può utilizzare il solare a termico che permette di accumulare il calore prodotto in serbatoi di stoccaggio. Un altro metodo per la produzione di calore ed eventualmente raffrescamento senza utilizzare fonti fossili sono le pompe di calore geotermiche che sfruttano per il loro funzionamento il calore ceduto dal terreno [7].

Queste soluzioni sono in larga parte utilizzate in ambiente domestico. Invece se si vogliono produrre potenze elettriche maggiori si può utilizzare la tecnologia “solare termodinamico”, o anche “solare termico a concentrazione”. Gli impianti solari termodinamici sono assimilabili a centrali termoelettriche, in cui le caldaie a combustibile sono sostituite da un insieme di collettori solari (campo solare) che permettono di ottenere calore ad alta temperatura concentrando energia solare mediante sistemi ottici [8, 9].

In questa tesi si è deciso di affrontare il tema della cogenerazione abbinata al teleriscaldamento. Grazie alla cogenerazione e il teleriscaldamento si riesce a fornire calore ed energia elettrica alle utenze con un risparmio di energia primaria, in quanto si consuma meno combustibile producendo contemporaneamente energia termica ed energia elettrica. Inoltre se l'impianto cogenerativo è alimentato non da combustibili fossili, ma ad esempio da biomassa legnosa si riducono le emissioni di CO₂. Infine, se un sistema di questo tipo viene associato a un serbatoio di accumulo termico si riesce a non dissipare il calore in eccesso nelle ore in cui l'utenza ne richiede meno accumulandolo e rilasciandolo nelle ore di maggior richiesta termica.

L'obiettivo di questa tesi è quindi realizzare un modello che simuli il funzionamento di un impianto cogenerativo e permetta il dimensionamento ottimale di un serbatoio di accumulo al variare delle condizioni di funzionamento e del numero di utenze. Per questo studio si è partiti, come si vedrà, dal fabbisogno termico ed elettrico delle utenze residenziali, quindi dallo studio delle curve di carico giornaliero per una giornata tipo estiva ed una elettrica e successivamente è stato calcolato il fabbisogno giornaliero per ciascun mese. Come impianto cogenerativo si è partiti da un ciclo ORC di Zuccato Energia [10] alimentato a biomassa legnosa accoppiato a un serbatoio di accumulo per soddisfare principalmente la richiesta termica, ma anche quella elettrica dell'utenza civile ipotizzata. L'impianto scelto può lavorare sia in modalità standard, sia in modalità cogenerativa e si è deciso di utilizzarlo in quest'ultima modalità con una potenza termica al condensatore pari a 1157 kW_{th} e una potenza elettrica erogata alla turbina pari a 80,83 kW. Come fluido organico si è deciso di utilizzare l'SES36.

Una volta trovata una buona soluzione per il dimensionamento del serbatoio di accumulo, si è fatta un'analisi economica e si sono calcolati i costi relativi alle tecnologie usate e ai combustibili, i ricavi, la resa economica annua ottenuta dal sistema studiato e il VAN (Valore Attuale Netto).

Infine si è voluto valutare se l'impianto utilizzato potesse accedere agli incentivi per la CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) e il ricavo ottenuto grazie all'utilizzo dei Certificati Bianchi.

2. Cicli Rankine a fluido organico ORC

2.1 Principio di funzionamento

Il ciclo Rankine a fluido organico è simile al convenzionale ciclo Rankine a vapore d'acqua, ma a differenza di questo, come fluido vettore si usa un fluido organico.

Prima di vedere più in dettaglio i cicli ORC, è possibile osservare in figura 2.1.1 lo schema di ciclo e le fasi principali di un ciclo Rankine tradizionale.

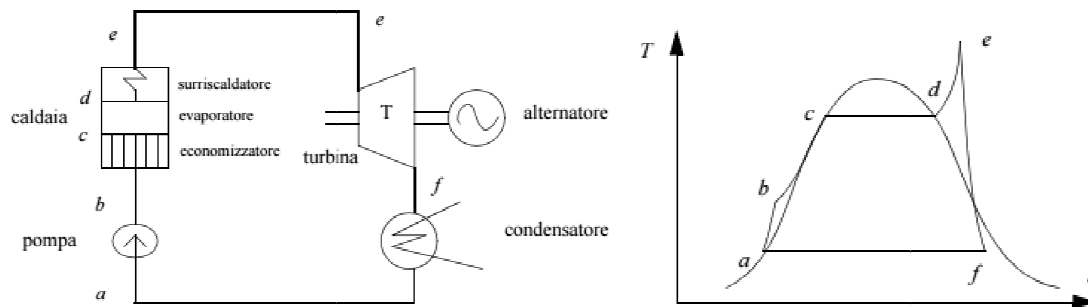


Figura 2.1. 1 Ciclo Rankine tradizionale e relativo diagramma T-s

In sintesi le fasi sono:

- a-b: pompa di alimentazione, aumenta la pressione del fluido di lavoro;
- b-c: il fluido di lavoro viene riscaldato fino alla temperatura di evaporazione;
- c-d: evaporazione del fluido di lavoro fino a temperatura e pressioni costanti;
- d-e: il fluido allo stato vapore viene surriscaldato fino alla temperatura T_e di ingresso in turbina;
- e-f: espansione in turbina, trasformazione di energia meccanica in energia elettrica grazie all'alternatore;
- f-a: condensazione, il fluido viene riportato allo stato liquido.

Negli ultimi anni è sempre più utilizzato il ciclo Rankine a fluido organico in quanto risulta una delle tecnologie migliori per convertire calore disponibile da risorse a bassa temperatura in potenza. Quindi grazie al ciclo ORC è possibile recuperare calore da fonti rinnovabili come l'energia geotermica, solare, da biomassa e dal calore di scarto di alcuni processi industriali.

In figura 2.1.2 è rappresentato uno schema di ciclo cogenerativo ORC [11] e il rispettivo diagramma T-s [12] e quindi si possono analizzare le sostanziali differenze con un ciclo Rankine tradizionale (figura 2.1.3).

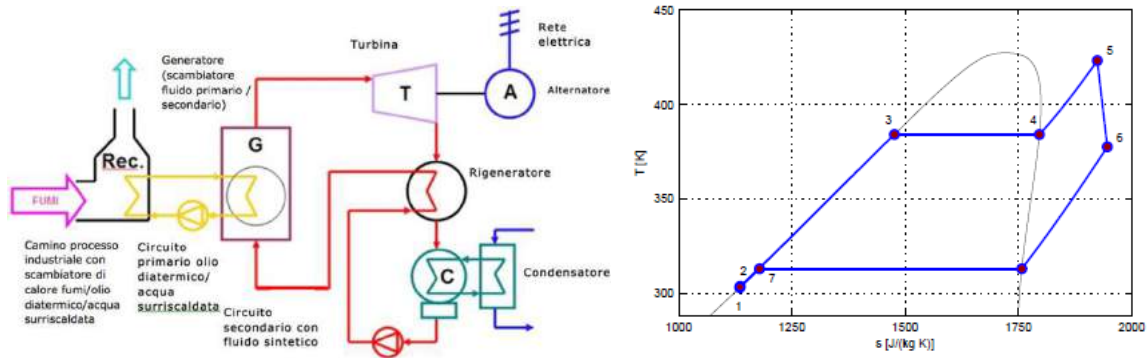


Figura 2.1. 2 Ciclo ORC (sx) e diagramma T-s (dx)

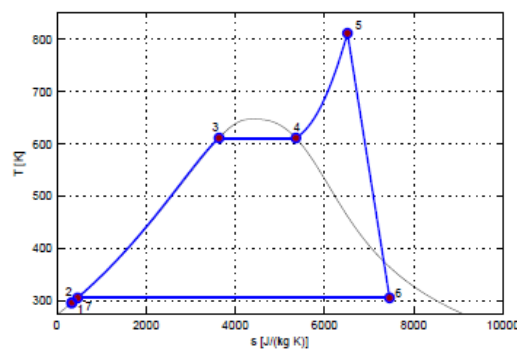


Figura 2.1. 3 Diagramma T-s ciclo Rankine tradizionale [12]

- Nel ciclo Rankine a vapore c'è sempre bisogno di un certo grado di surriscaldamento in quanto se l'acqua sotto forma di vapore saturo venisse mandata direttamente in turbina, inizierebbe subito la condensazione formando goccioline di liquido che portano all'erosione le palette della turbina. C'è un limite massimo di temperatura oltre il quale non si può andare per limiti tecnologici che riguardano i materiali con cui è costruita la turbina.

Nel cicli Rankine organici non è necessario il surriscaldamento in quanto la pendenza della curva di vapore saturo dei fluidi organici è positiva, quindi se si fa espandere il fluido dalle condizioni di vapore saturo senza surriscaldare non si ha condensazione. In questo modo si evita il problema della formazione di goccioline di liquido nell'espansore aumentando quindi la vita dello stesso.
- Un'altra differenza tra i due cicli è la temperatura del punto di ebollizione, infatti i fluidi organici hanno temperature critiche più basse rispetto all'acqua, perciò l'ebollizione avviene a temperature inferiori.

In questo modo risulta possibile lo sfruttamento di flussi termici a più bassa temperatura e si riducono i problemi tecnologici all'interno dei componenti.
- Nei cicli Rankine a vapore si utilizza una turbina multistadio perché la differenza di entalpia attraverso la turbina è molto elevata. Non è così nei cicli ORC dove è possibile usare una turbina a singolo stadio che è meno complessa e più economica.
- La densità dell'acqua soprattutto nella parte a bassa pressione del ciclo è molto più bassa rispetto al ciclo che utilizza un fluido organico. A parità di portata di massa aumenta la portata volumetrica perciò si deve aumentare la sezione di passaggio per contenere la velocità e le perdite per attrito. Questo perché le perdite di carico sono proporzionali al quadrato della velocità del fluido.

Questi sono i motivi principali per cui non si usa l'acqua come fluido di lavoro quando si vuole un ciclo che lavori a basse temperature, quest'ultima però presenta diversi vantaggi rispetto a un fluido organico:

- Non è tossica, non è infiammabile, non inquina l'ambiente
- Buona stabilità chimica e termica, infatti non rischia di decomporsi
- Economica e presente in abbondanza
- Alto calore specifico e latente

2.1.1 Scelta del fluido di lavoro

Una prima distinzione viene fatta in base alla curva di saturazione del vapore, che è la caratteristica più importante per la scelta del fluido organico in quanto influenza l'efficienza del ciclo e l'applicabilità del fluido.

Le tipologie di curve di saturazione sono tre e le riportiamo qui di seguito (Figura 2.1. 4) [13] [14]:

- Fluido bagnato con pendenza positiva (a)
- Fluido asciutto con pendenza negativa (c)
- Fluido isoentropico (b)

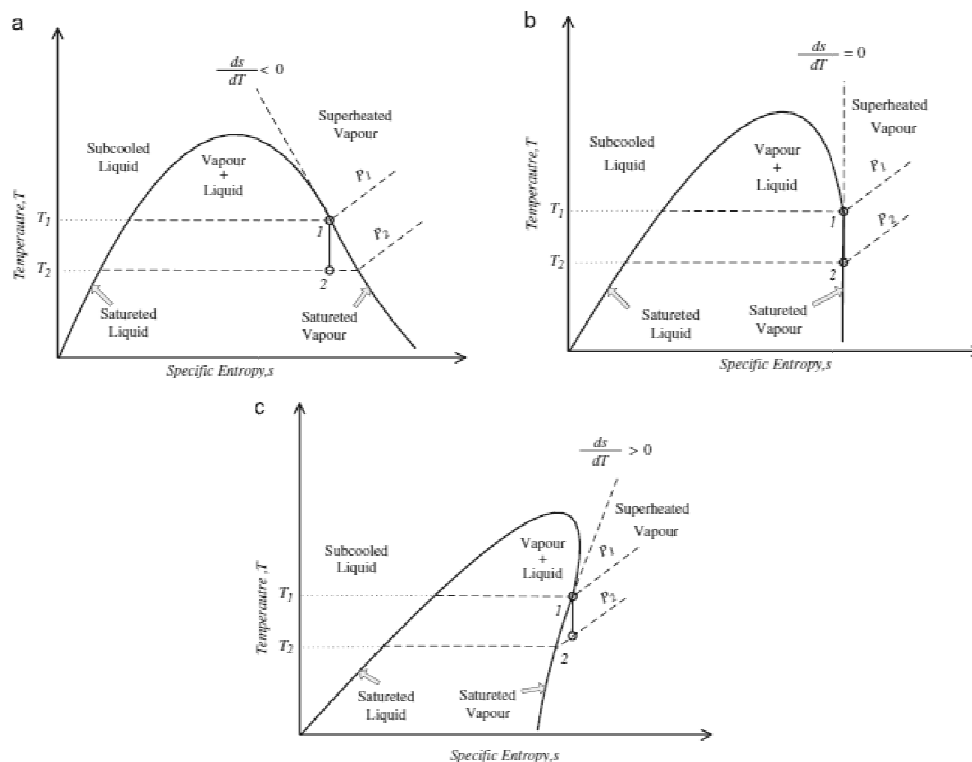


Figura 2.1. 4 Curve di saturazione a, b, c

Inoltre i fluidi si possono classificare in base alla temperatura critica, infatti i fluidi con alta temperatura critica come toluene e oli silconici solitamente vengono usati con fonti di calore ad elevata temperatura (temperature vicine a 300°C). Ci sono poi gli idrocarburi come butani e pentani, i refrigeranti come R123, R227ea, R245fa, HFE7000 usati con fonti di calore a bassa temperatura (fino a 200°C) [15].

E' possibile confrontare le curve di saturazione di queste sostanze con quella dell'acqua in un diagramma T-s [16]:

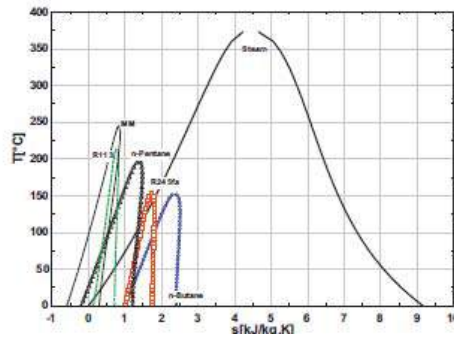


Figura 2.1. 5 Curve di saturazione per diverse sostanze

Si osserva come detto in precedenza che la curva dell'acqua ha pendenza negativa, mentre i fluidi organici hanno pendenza positiva.

La scelta del fluido organico è molto importante perché influenza sia le prestazioni dell'impianto sia i costi e bisogna tener conto del tipo di applicazione e della temperatura della sorgente di calore.

Di seguito sono elencate le proprietà che deve avere un fluido organico [16]:

- Curva di saturazione del vapore con pendenza positiva o zero (fluido isoentropico o bagnato)
- Elevato calore latente di vaporizzazione
- Alta densità (fase liquida/gassosa)
- Alto calore specifico
- Temperatura e pressione critiche moderate
- Pressioni di condensazione ed evaporazione accettabili (rispettivamente >1bar e >25bar)
- Bassa viscosità, alta conducibilità termica (buone proprietà di trasferimento del calore)
- Buona compatibilità con i materiali (non corrosivi)
- Non tossico, non infiammabile
- Basso impatto ambientale (basso ODP, basso GWP)
- Bassi costi e buona affidabilità

2.2 Applicazioni

Come si è detto inizialmente, questi cicli sono adatti per diverse applicazioni grazie al fatto che riescono a sfruttare fonti a bassa temperatura. Di seguito verranno descritte alcune applicazioni dei cicli a fluido organico.

2.2.1 Energia geotermica

L'energia geotermica viene emessa dal centro della Terra e può essere usata per generare energia elettrica e calore per riscaldare ad esempio edifici. Quest'energia viene rilasciata dai processi di decadimento radioattivo di alcuni elementi (uranio, torio, potassio) che avvengono all'interno del nucleo terrestre.

Più si scende in profondità più aumenta la temperatura delle rocce, infatti la temperatura aumenta di 3°C ogni 100 m, quindi le rocce calde nel sottosuolo trasferiscono calore all'acqua che si trasforma in vapore, utilizzato successivamente per produrre energia per diversi processi. Prima di analizzare i cicli ORC si può osservare brevemente cos'è e come funziona un sistema geotermico.

Un sistema geotermico è costituito da tre elementi principali: la sorgente, il serbatoio e il fluido il quale trasporta il calore in superficie con moti convettivi.

La sorgente è costituita dal calore proveniente dalla Terra, il serbatoio invece è costituito dalle rocce calde permeabili che si trovano nel sottosuolo nelle quali scorre il fluido. Infine il fluido è costituito da acqua atmosferica sotto forma di liquido (pioggia) o vapore.

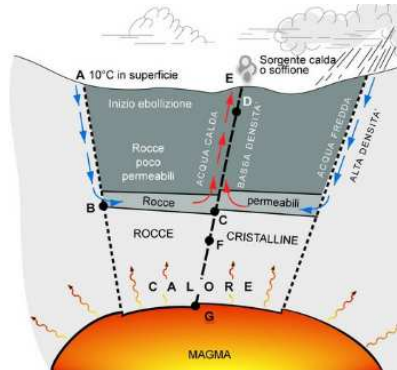


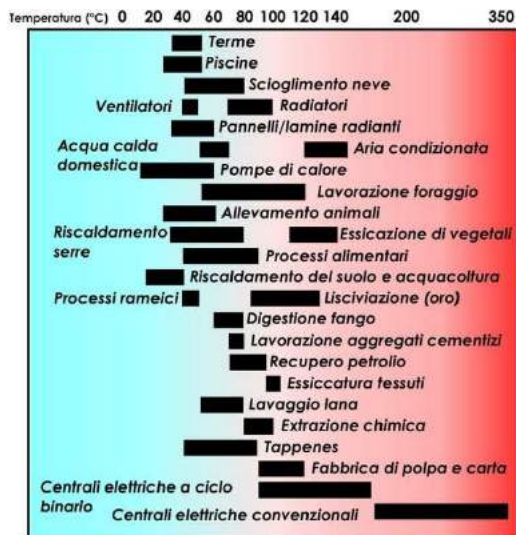
Figura 2.2. 1 Sistema geotermico

In sintesi il processo di scambio di calore che avviene per convezione è rappresentato nello schema a sinistra.

Inoltre i sistemi geotermici si possono classificare in base all'entalpia (temperatura) del fluido che trasferisce il calore in superficie in:

- sistemi a bassa entalpia (30°C-90°C)
- sistemi a media entalpia (90°C-150°C)
- sistemi ad alta entalpia (oltre i 150°C) [17].

In Figura 2.2.2 si possono osservare le applicazioni dove si usano le risorse geotermiche in base alla temperatura.



Di solito le risorse ad alta temperatura, quindi con temperature oltre i 150°C, vengono usate per la produzione di energia elettrica.

Le risorse geotermiche a bassa temperatura si usano per la produzione di energia termica, ad esempio per riscaldare piscine e centri termali, o serre, o edifici collegati alla rete. Inoltre per riscaldare o raffreddare edifici si usano pompe di calore geotermiche che vanno a sostituire il gruppo frigorifero e la caldaia.

Le risorse a media temperatura o entalpia invece si possono usare per un numero più elevato di applicazioni ad esempio: teleriscaldamento di ambienti industriali e civili, produzione della carta, essiccazione di vegetali [17].

Figura 2.2. 2 Utilizzo risorse geotermiche per diversi livelli di temperatura

Quando si parla di entalpia a media temperatura, non sempre le temperature sono sufficientemente alte per poter produrre energia elettrica. Questo è il caso, ad esempio, di Vinadio Terme o Acqui Terme dove in superficie arrivano fluidi caldi, ma con temperature al massimo di 70°C.

Le tipologie di impianti usati per la produzione di energia elettrica sono:

- impianti a contropressione
- impianti a condensazione
- impianti binari

Gli impianti a contropressione (Flash Steam Plant) sono i più semplici e i meno costosi, inoltre rispetto agli impianti a condensazione hanno lo scarico direttamente in atmosfera.

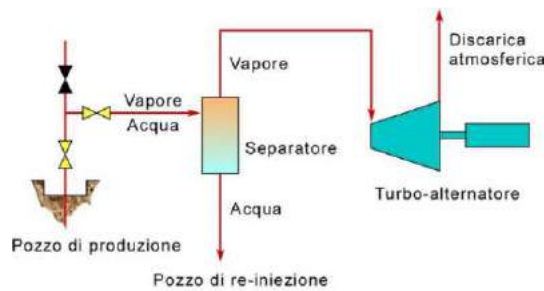


Figura 2.2. 3 Flash Steam Plant

Dal pozzo di estrazione viene estratta una miscela di acqua vapore che viene fatta passare nel separatore prima di andare in turbina in modo da eliminare ogni residuo di acqua, che viene re-immessa nel sottosuolo. La turbina quindi produce energia meccanica che viene poi trasformata in energia elettrica attraverso l'alternatore. Infine questi impianti in generale sono di piccole dimensioni, infatti le potenze prodotte vanno dai 2,5 MW ai 5 MW [17].

Gli impianti a condensazione (Dry Steam Plant) sono più complessi rispetto ai primi, sfruttano vapore a temperatura più alta e producono potenze più elevate, intorno ai 55-60 MW ma di recente sono stati costruiti impianti che forniscono una potenza di 110 MWe.

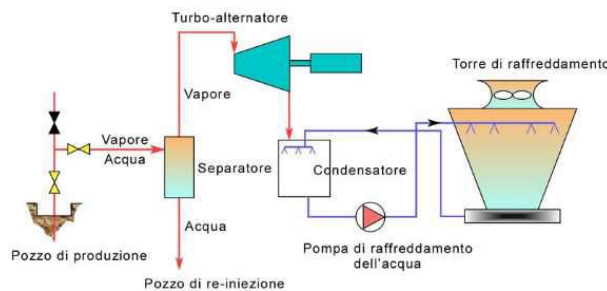


Figura 2.2. 4 Dry Steam Plant

A differenza degli impianti a contropressione, il vapore in eccesso non viene rigettato in atmosfera, ma condensato in un condensatore, quindi inviato in una torre di raffreddamento dove si raffredda e ritorna nel condensatore.

In Italia un esempio di impianto a condensazione si trova a Lardarello dove ci sono 14 centrali che forniscono il 30% del fabbisogno della Toscana, con una potenza installata di 300MW [17].

Un altro esempio si trova in California, dove l'impianto The Geysers, in grado di rispondere al fabbisogno energetico dell'area metropolitana di San Francisco, con una potenza installata di 1400 MW.

L'applicazione maggiormente usata per sfruttare l'energia geotermica è il ciclo binario il cui funzionamento si basa sul ciclo Rankine (figura 2.2.5). Il fluido geotermico che in questo caso ha la sola funzione di fluido termovettore, viene prelevato dal pozzo di produzione, inviato in uno scambiatore di calore dove cede al calore al fluido secondario, il quale scaldandosi vaporizza e va ad azionare una turbina producendo energia. Una parte del vapore prodotto viene raffreddata, ritorna liquido a e inizia nuovamente il ciclo. Quest'ultimo processo avviene nel condensatore dove viene inviata acqua che scambia calore con il fluido organico che condensa. Infine l'acqua che si è scaldata, viene raffreddata grazie a una torre evaporativa dove viene spruzzata e nebulizzata attraverso ugelli, scambiando calore con l'aria in ingresso.

Come fluido secondario si usa un fluido organico che opera in un ciclo di potenza e grazie alle caratteristiche di questi fluidi, l'impianto binario è adatto allo sfruttamento di fonti geotermiche a bassa temperatura.

Si possono osservare tutte le fasi di ciclo nella figura qui sotto che rappresenta un ciclo binario geotermico semplice.

Oltre al pozzo di produzione da cui viene estratta l'acqua, è presente il pozzo di re-iniezione con cui l'acqua viene riportata nel sottosuolo dopo aver scambiato calore con il fluido geotermico [17].

Gli impianti binari di solito vengono costruiti in unità modulari di poche centinaia di kWe fino ad alcuni MWe. Questi a loro volta possono essere collegati tra di loro per formare impianti di qualche decina di MW.

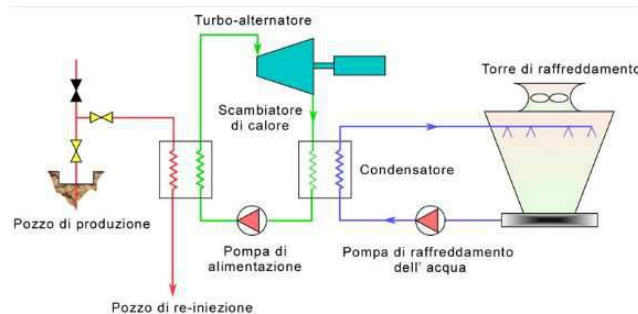


Figura 2.2. 5 Ciclo binario

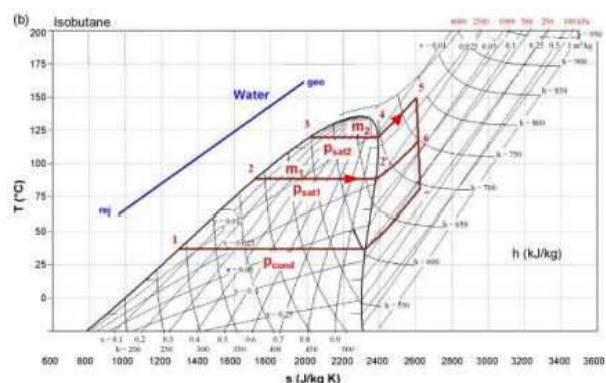
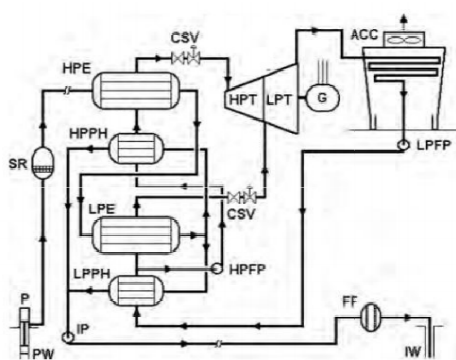
Il primo impianto sperimentale a ciclo binario fu costruito in Russia nel 1967, produceva una potenza di 680 kWe usando acqua a 81°C, ma i primi impianti vennero commercializzati nel 1980 dalla Ormat Thecnology. Inoltre con risorse geotermiche a bassa temperatura, inferiore a 150°C è difficile costruire un impianto a contropressione a basso costo, ecco perché gli impianti a ciclo binario sono una buona soluzione [16].

Esistono diverse tipologie di impianti binari:

- Impianti binari tradizionali
- Impianti binari a doppio livello di pressione
- Impianti binari a doppio fluido
- Impianti binari con ciclo Kalina

In generale il principio di funzionamento si basa su quello dei cicli tradizionali descritto sopra. Vediamo quindi in sintesi gli altri tre cicli.

Nel caso degli impianti a doppio livello di pressione il fluido geotermico viene inviato in scambiatori disposti in cascata e riscalda un fluido organico che evolve in un ciclo Rankine a doppio livello di pressione, andando ad aumentare l'efficienza rispetto ai cicli tradizionali.



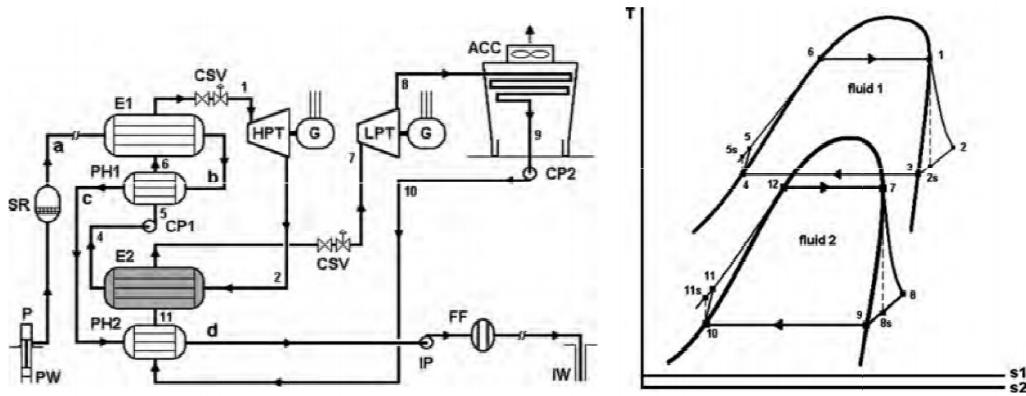


Figura 2.2. 7 Ciclo binario a doppio fluido (sx) e relativo diagramma T-s (dx)

Infine gli impianti binari con ciclo Kalina utilizzano come sorgente calda il fluido geotermico e come fluido operativo una miscela di acqua e ammoniaca.

2.2.2 Energia solare

Come sorgente di alimentazione per i cicli Rankine a fluido organico è l'energia solare e in particolare l'uso dei concentratori solari. Di seguito vedrà il principio di funzionamento dei concentratori e alcune applicazioni ai cicli Rankine a fluido organico.

Il principio che sta alla base di questa tecnologia è la riflessione dei raggi solari in unico punto focale con specchi riflettenti. Il punto focale è costituito di solito da un tubo ricevitore posto infatti sulla linea focale, mentre le superfici riflettenti seguono il moto apparente del Sole [18].

Si possono osservare il principio di base della concentrazione e un esempio di impianto a concentrazione [19].



Figura 2.2. 8 Principio di funzionamento dei concentratori solari (sx) ed esempio di applicazione (dx)

Quando si parla di solare a concentrazione si possono distinguere quattro diverse tipologie tecnologiche:

- Torri solari
- Dischi parabolici
- Collettori parabolici
- Collettori lineari Fresnel (LFR)

Nelle torri solari il ricevitore è posto sulla sommità della torre, mentre i raggi solari vengono riflessi grazie a specchi piani (eliostati) e quindi concentrati sul ricevitore. Il principio di funzionamento è simile a quello degli specchi parabolici, a differenza che in questo caso il concentratore è costituito da più specchi formando il campo solare [20].

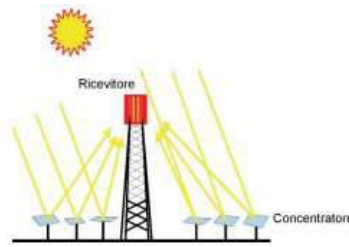


Figura 2.2. 9 Torre solare

I dischi parabolici usano come superficie riflettente dischi parabolici che inseguono il movimento del sole grazie al movimento di due assi su cui sono montati. I raggi solari così riflessi vengono concentrati su un ricevitore montato sul punto focale [20].

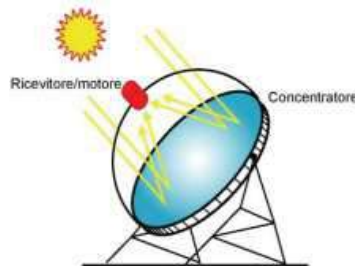


Figura 2.2. 10 Disco parabolico

Infine nei collettori parabolici il concentratore è costituito da superfici riflettenti paraboliche lineari che inseguono il sole con la rotazione di un solo asse, mentre il ricevitore è formato da un tubo posto sul fuoco della parabola [20].

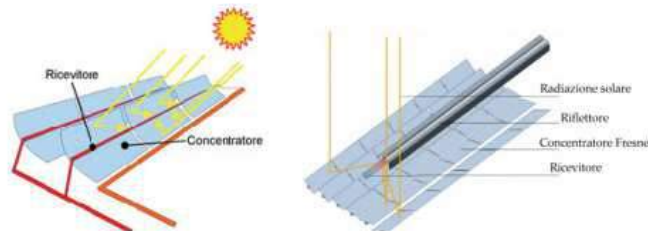


Figura 2.2. 11 Collettore parabolico

I collettori lineari Fresnel sono un'evoluzione dei collettori parabolici lineari in cui il concentratore è formato da segmenti di specchi lineari con il ricevitore posto nel punto focale.

All'interno del tubo ricevitore scorre il fluido termovettore che accumula calore ad alta temperatura, cioè può essere scaldato a temperature oltre i 500°C a seconda del fluido e del sistema di concentrazione utilizzati. Come fluidi termovettori si possono usare oli diatermici o sali fusi e a seconda del fluido usato si parla di centrali di prima generazione (olio diatermico) e centrali di seconda generazione (sali fusi). Gli oli minerali o sintetici possono raggiungere e non superare i 400°C , mentre i sali fusi che sono miscele di nitrati di sodio e potassio superano anche i 550°C . Infatti usando i sali fusi si riesce ad arrivare a temperature superiori rispetto a quelle che si ottengono con l'olio, quindi si riescono ad ottenere rendimenti migliori e avere un impianto semplificato dal punto di vista costruttivo.

Grazie agli impianti solari a concentrazione si riesce a trasformare l'energia solare in energia termica utile, accumularla in serbatoi appositi per poi essere trasformata in energia elettrica mediante il ciclo Rankine.

Con l'accumulo termico è possibile disaccoppiare la raccolta dell'energia proveniente da sole, legata al ciclo giorno-notte, alle condizioni atmosferiche, dalla produzione, che è legata alla domanda da parte dell'utente.

Grazie agli impianti solari a concentrazione si riesce a trasformare l'energia solare in energia termica utile, accumularla in serbatoi di accumulo per poi essere trasformata in energia elettrica mediante il ciclo Rankine. Grazie all'accumulo termico è possibile disaccoppiare la raccolta dell'energia proveniente da sole, legata al ciclo giorno-notte, alle condizioni atmosferiche, dalla produzione, che è legata alla domanda da parte dell'utente [21] [19].

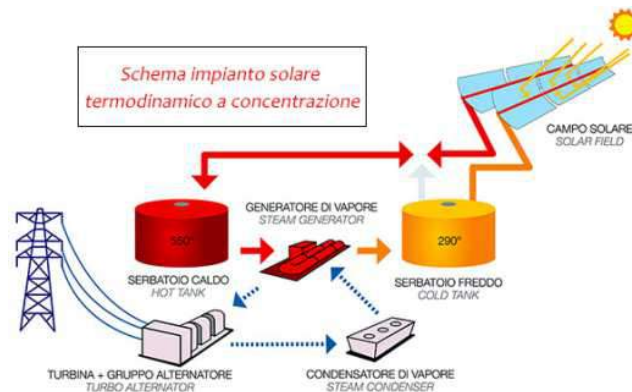


Figura 2.2. 12 Impianto solare termodinamico a concentrazione

Di seguito si possono osservare alcuni esempi di applicazioni del solare termodinamico associato a cicli ORC.

Un primo esempio è l'unità ORC Turboden per la generazione elettrica da energia solare [22].

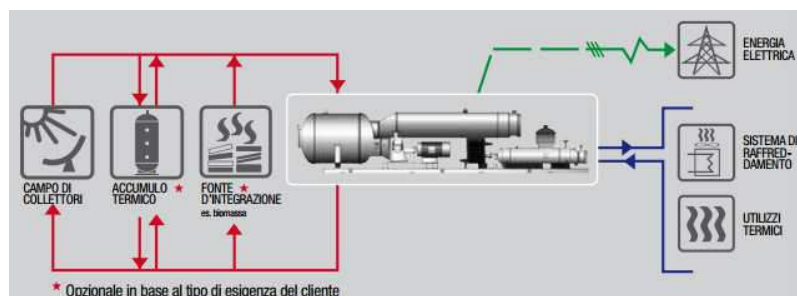


Figura 2.2. 13 Unità ORC Turboden

Le caratteristiche principali sono:

- Sito: Honolulu, Hawaii
- Tipologia d'impianto: solare termodinamico con stoccaggio ad olio diatermico
- Fluido termovettore: olio minerale con temperatura nominale a 270°C
- Sistema di accumulo termico: 2 serbatoi (30 MWh)
- Dissipazione del calore: torre di raffreddamento
- Superficie netta collettori solari: 75000 mq
- Efficienza elettrica lorda: 20,5%

Un altro esempio è l'impianto sperimentale di Lesotho (

Figura 2.2. 14) in Sud Africa di 1kWe installato, pensato per l'elettrificazione delle zone rurali. Le caratteristiche sono [16]:

- Area: 75 mq
- Fluido di lavoro: R245fa
- Efficienza termica: 0,6
- Efficienza ORC: 0,1

- Output: 3kW

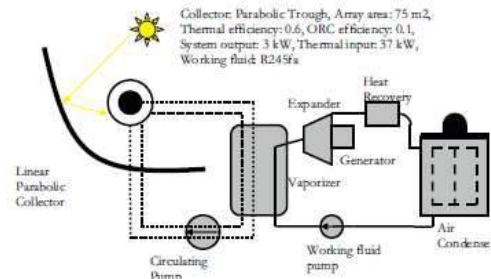


Figura 2.2. 14 Impianto di Lesotho

2.2.3 Energia da biomassa

La biomassa è la quarta più grande fonte energetica del mondo, contribuendo a quasi il 10% della domanda di energia primaria del mondo. Nei paesi in via di sviluppo la biomassa contribuisce alla domanda di energia primaria anche fino all'70%-90% [16].

Per biomassa si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, dagli allevamenti e dall'industria e cioè:

- Legname da ardere
- Residui agricoli e forestali
- Scarti dell'industria agroalimentare
- Reflui degli allevamenti
- Rifiuti urbani
- Specie vegetali coltivate appositamente [23].

Questa risorsa presente in abbondanza, può essere usata per la produzione di calore ed energia elettrica negli impianti cogenerativi, riducendo quindi la dipendenza dai combustibili fossili.

La combustione da biomasse ha impatto ambientale quasi nullo se confrontato con quello della combustione da combustibili fossili, infatti:

- La concentrazione di anidride carbonica (CO_2) in atmosfera è considerata quasi nulla perché la quantità di CO_2 rilasciata dalla combustione di biomassa solida è la stessa assorbita dalla pianta durante il suo ciclo di vita.
- Il contenuto di zolfo nella biomassa è basso quindi le emissioni di biossido di zolfo non sono importanti rispetto al caso di olio combustibile e carbone.
- Infine le emissioni di particolato e monossido di carbonio sono moderate rispetto a quelle di una caldaia a carbone [12] [14].

Un tipico sistema è costituito da una caldaia alimentata a biomassa e da un modulo ORC, di solito accoppiati grazie a un ciclo ad olio diatermico.

L'utilizzo dell'olio come fluido intermedio per trasferire calore comporta diversi vantaggi tra cui una maggior inerzia termica e una sensibilità più bassa alle variazioni del carico, i valori di pressione in caldaia sono vicini a quelli della pressione atmosferica e infine un controllo e funzionamento semplici.

In Figura 2.2.15 si può osservare un esempio di modulo ORC accoppiato con una caldaia a biomassa, in cui il calore trasportato grazie all'olio diatermico viene trasferito al ciclo organico e convertito in energia elettrica.

Una caratteristica importante dell'olio è la temperatura sul lato caldo che deve essere inferiore ai 350°C per allungare la sua durata di vita, infatti oltre questa temperatura l'olio perde le sue caratteristiche.

Il calore di condensazione viene usato per produrre acqua calda a temperatura tra gli 80°C e i 120°C, adatta per il riscaldamento a distanza e altri processi termici come ad esempio l'essiccazione del legno.

Gli impianti cogenerativi ORC a biomassa di media potenza (100-1500 kW) hanno avuto molto successo e sono commercialmente disponibili, mentre gli impianti di piccola taglia (pochi kW) sono meno sviluppati [16].

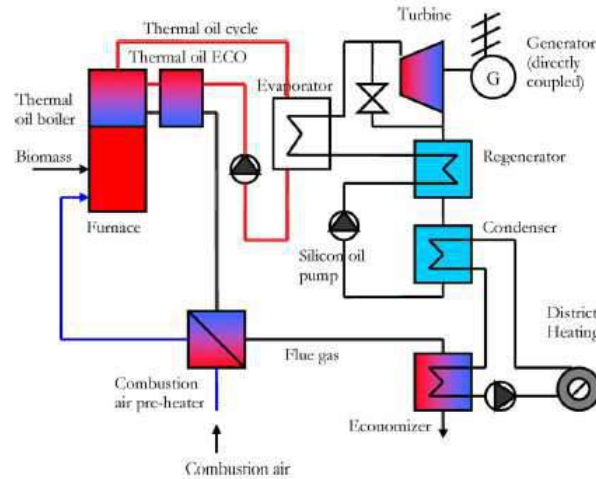


Figura 2.2.15 Impianto di potenza a biomassa [16]

Il numero di impianti installati sta crescendo velocemente negli ultimi anni in quanto la tecnologia è sempre più conveniente e matura.

Di seguito si possono osservare alcuni esempi di impianti installati:

- Lienz Austria, 1000 KWe
- Sauerlach Bavaria, 700 kWe
- Dobbiaco Trentino Alto Adige, 1100 kWe [16].

2.2.4 Recupero calore di scarto

I cicli Rankine a fluido organico possono essere usati per recuperare il calore di scarto dai fumi di processi industriali come vetrerie, cementifici, fonderie o da motori a combustione interna, o turbine a gas, producendo energia elettrica.

Il trasferimento del calore dai fumi di scarico al fluido termovettore avviene grazie a uno scambiatore primario.

Un esempio è il sistema cogenerativo a ciclo Rankine organico a bassa temperatura da 175 kW elettrici (ZE-175-CHP) di Zuccato Energia [10]. Quest'azienda si occupa principalmente di energia da fonti energetiche alternative utilizzando cicli Rankine a fluido organico.

Lo schema di impianto si basa sul ciclo Rankine a fluido organico spiegato in precedenza (cap 2.1) e rappresentato nella pagina successiva (Figura 2.2.16).

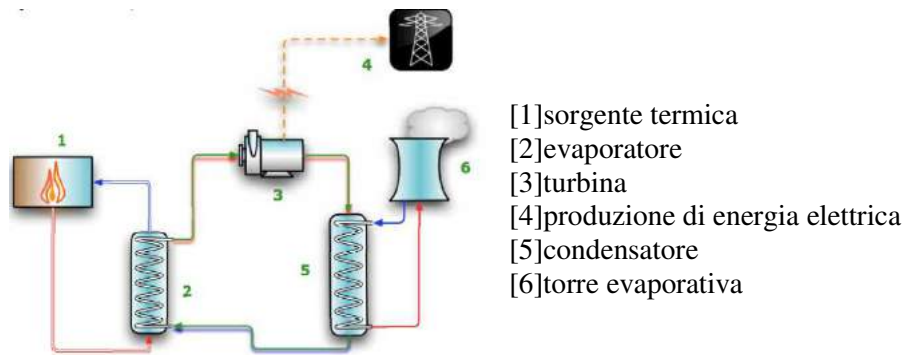


Figura 2.2. 16 Impianto cogenerativo ORC di Zuccato Energia [24]

Per quanto riguarda la produzione di elettricità, può essere auto-consumata o immessa in rete attraverso un inverter che serve per la sincronizzazione in fase e in tensione con la corrente di rete.

Il calore rilasciato dal condensatore [13] può essere usato come fonte di energia termica nei processi produttivi industriali, riscaldamento ambientale, etc. oppure può essere dissipato tramite la torre evaporativa. È un sistema di generazione combinata di elettricità e calore che consente l'uso sia in modalità cogenerativa sia non cogenerativa. Nelle seguenti tabelle sono riportate alcune caratteristiche [25]:

PREHEATER+EVAPORATORE		
	valore	u.m.
Potenza termica totale in ingresso alla turbina	1280	[KWth]
Temperatura acqua surriscaldata in ingresso	160	[°C]
Temperatura acqua surriscaldata in uscita	140	[°C]
Portata massima acqua surriscaldata mandata	14,85	[kg/s]
Potenza elettrica lorda erogata dalla turbina (Mod. Std/Cogenerativa)	105	[kWe]

Tabella 2.2. 1 Caratteristiche evaporatore impianto Zuccato Energia

CONDENSATORE		
	valore	u.m.
Potenza termica da dissipare (Mod. Std/Cogenerativa)	1075/1157	[KWth]
Temperatura acqua uscita condensatore (Mod. Std/Cogenerativa)	36/80	[°C]
Temperatura acqua ingresso condensatore (Mod. Std/Cogenerativa)	26/60	[°C]
Portata acqua circuito condensazione (Mod. Std/Cogenerativa)	25,69/13,82	[kg/s]

Tabella 2.2. 2 Caratteristiche condensatore impianto Zuccato Energia

2. Cicli Rankine a fluido organico ORC

ORC SIZE	LOCATION	CUSTOMER	STATUS	NOTES
2 MWe	Ait Baha, Morocco	Ciments Du Maroc	In operation since 2010	Electric power production from waste heat in cement production process + CSP (Hybrid plant)
4 MWe	Aleșd, Romania	Holcim SA	In operation since 2012	Electric power production from waste heat in cement production process
5 MWe	Rohožník, Slovakia	CRH	In operation since 2014	Electric power production from waste heat in cement production process
3.8 MWe	Fieni, Dâmbovița County, Romania	S.C. CARPATCEMENT HOLDING S.A. (Heidelberg group)	In operation since 2015	Electric power production from waste heat in cement production process
2.3 MWe	Switzerland	ABB Schweiz AG	In operation since 2016	Electric power production from waste heat in cement production process
2.0 MWe	Piacenza, Italy	Industria Cementi Giovanni Rossi	Under construction	Electric power production from waste heat in cement production process

Tabella 2.2. 3 Calore di recupero dalla produzione di cemento [27]

ORC SIZE	LOCATION	CUSTOMER	STATUS	NOTES
1.3 MWe	Cuneo, Italy	Gea Bischoff/AGC	In operation since 2012	Electric power production from waste heat in float glass production process
0.5 MWe	Villotta di Chions (PN), Italy	BDF Industries	In operation since 2015	Electric power production from waste heat in container glass production process

Tabella 2.2. 4 Recupero di calore dalla produzione di vetro [27]

3. Cogenerazione

3.1 Principi della cogenerazione

La cogenerazione è definita come la produzione combinata e contemporanea di energia meccanica, trasformata solitamente in energia elettrica, e di calore da un unico impianto in un processo in cascata [28]. Di solito l'energia elettrica che arriva all'utente dalla rete proviene dalle centrali termoelettriche, dove viene bruciato il combustibile, ma il calore prodotto non viene recuperato. Nella cogenerazione invece il calore prodotto non viene perso, ma recuperato e quindi inviato all'utente e usato per scaldare gli ambienti o per processi industriali. È importante però che sia l'energia elettrica sia quella termica siano effettivamente utili, perché l'impianto possa essere considerato cogenerativo.

Gli impianti cogenerativi (CHP) possono essere usati sia in ambito civile sia industriale ed il calore utilizzato sotto forma di vapore o acqua calda, consumata nei processi industriali o nel caso di usi civili nelle reti di teleriscaldamento urbano (di cui si parlerà in seguito) in quanto è difficile il trasporto su lunghe distanze.



Figura 3.1. 1 Confronto produzione separata (sx) e in cogenerazione (dx)

Si osserva come nella produzione combinata di elettricità e calore si riesca ad aumentare l'efficienza dell'uso di combustibile fossile fino all'80%, riducendo le perdite, le emissioni di inquinanti e gas serra, e i costi. Infatti per ottenere le stesse quantità di calore ed elettricità la produzione combinata richiede mediamente il 30% di combustibile in meno rispetto alla produzione separata (figura 3.1.1).

- Nella produzione combinata per ottenere 38 unità di energia elettrica e 45 di energia termica, in ingresso si richiedono 100 unità di combustibile. Si ottiene un rendimento complessivo (energia utile prodotta/energia primaria) del 83%.
- Nel caso di produzione separata, per ottenere 45 unità di energia termica si usano 53 unità di combustibile, mentre per produrre le 38 unità di energia elettrica si usano 95 unità di combustibile. In questo caso quindi si utilizza più combustibile, ovvero 148 unità rispetto alle precedenti 100 unità e si hanno più perdite totali, 65 contro le 17 del caso precedente.

In definitiva il risparmio energetico che si ottiene grazie alla cogenerazione è circa del 30%.

Altri vantaggi (ambientali, energetici, economici) che si ottengono oltre alle minori perdite e a un risparmio di combustibile sono le seguenti:

1. Si riduce l'impatto ambientale grazie alla riduzione di inquinamento.
2. Si ha un minor consumo di combustibile fossile, quindi un risparmio in termini economici e una riduzione del calore disperso in atmosfera che negli impianti combinati viene recuperato.

3. *Minori perdite di trasmissione e distribuzione* per il sistema elettrico nazionale in quanto gli impianti cogenerativi si trovano vicino alle utenze.
4. *Diminuzione rischi di interruzione del servizio*: alcuni sistemi cogenerativi, ossia quelli in grado di funzionare in modalità stand alone¹, minimizzano i rischi di interruzione dell'alimentazione dell'energia dovuti a problemi di rete, cosa importante nei casi in cui sia richiesta continuità di approvvigionamento dell'energia elettrica.

E' importante però considerare anche le limitazioni di un impianto cogenerativo, ossia gli svantaggi, perché il principio della cogenerazione anche se valido, non sempre può essere applicato in modo economicamente ed energeticamente conveniente.

In particolare non si può applicare se non vengono soddisfatte le seguenti condizioni [29]:

1. *Presenza e vicinanza dell'utenza termica*: come è già stato detto in precedenza affinché un impianto cogenerativo possa essere conveniente, nelle vicinanze deve essere presente un'utenza termica, civile o industriale. Di solito si tende a collocare gli impianti termoelettrici distanti dai centri abitati, o dai luoghi frequentati per non esporre la popolazione alle emissioni di inquinanti in atmosfera. Il fatto che l'utenza termica necessita di essere vicina all'impianto cogenerativo comporta l'utilizzo di impianti di taglia limitata e dotati di sistemi di abbattimento degli inquinanti, al camino, molto efficienti.
2. *Contemporaneità delle utenze*: un impianto cogenerativo mette a disposizione simultaneamente energia elettrica e termica, quindi è necessario che esse vengano assorbite contemporaneamente dall'utenza in modo da far funzionare opportunamente l'impianto. Anche per questo spesso questi impianti sono collegati alla rete elettrica nazionale, a cui cedono l'energia elettrica prodotta in più rispetto a quella che serve all'utenza. Infine se l'impianto cogenerativo non è sufficiente a soddisfare la richiesta da parte dell'utenza termica, di solito durante il carico di punta, si introduce un sistema termico ausiliario. Un esempio possono essere le caldaie integrative, utili anche in caso di guasti dell'impianto e un serbatoio di accumulo termico che accumuli il calore in eccesso nelle ore di minor richiesta rilasciandolo durante le ore di punta della richiesta di calore.
3. *Compatibilità delle temperature*: può succedere che un impianto cogenerativo non riesca a servire un'utenza termica se questa richiede calore a temperature troppo elevate. Non tutti gli impianti cogenerativi rendono disponibile calore alla stessa temperatura, e per questo motivo è necessario scegliere accuratamente il sistema da accoppiare all'utenza, oppure fare delle modifiche all'impianto stesso in modo avere calore a livelli di temperatura adeguati alla richiesta dell'utenza.
4. *Flessibilità dell'impianto*: le richieste di energia elettrica e calore da parte di un'utenza sono presenti contemporaneamente, ma può variare il rapporto tra le due forme di energia. In questi casi è opportuno utilizzare un sistema cogenerativo che risponda a tale esigenza, ossia che possa variare il proprio rapporto di cogenerazione. Il problema è che non tutti i motori utilizzati dagli impianti cogenerativi hanno questa possibilità, quindi alcune soluzioni tecniche devono essere abbandonate se viene richiesta grande flessibilità.

3.1.1 Cogenerazione ad alto rendimento e quadro normativo

Le centrali termoelettriche hanno, di solito, un'efficienza bassa perché solo una parte dell'energia contenuta nei combustibili viene trasformata in energia elettrica, mentre la restante parte viene dispersa nell'ambiente circostante.

Ma quest'energia, grazie agli impianti cogenerativi come già detto, può essere recuperata e destinata ad altri usi.

¹ Stand-alone: impianto isolato, non collegato alla rete elettrica

Ecco perché il Parlamento Europeo vede tali impianti come uno dei modi per raggiungere gli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto. La direttiva 2004/8/CE promuove principalmente la cogenerazione e quindi il recupero di calore utile. Questa direttiva, grazie al Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, introduce anche il concetto di CAR cioè cogenerazione ad alto rendimento e un impianto per essere considerato tale deve godere di alcune caratteristiche.

In tale decreto è stato definito come unico parametro di riferimento il PES, Primary Energy Saving e sono stati fissati dei valori al di sopra dei quali devono stare gli impianti per poter essere definiti ad alto rendimento:

- PES > 10% , produzione da impianti cogenerativi con $P_{el} > 1$ MW;
- PES > 0% produzione mediante unità di piccola cogenerazione e microcogenerazione con $P_{el} < 1$ MW

Questo parametro permette di determinare l'effettivo risparmio di energia primaria, cioè la differenza tra la quantità di combustibile usata nella produzione combinata e la quantità usata producendo energia elettrica e calore separatamente.

Per la valutazione dell'indice di risparmio di energia primaria la normativa fa riferimento a un'unità cogenerativa, cioè un'unità che genera contemporaneamente in un unico processo energia termica ed elettrica. Un impianto cogenerativo viene rappresentato come in figura 3.1.2 [30]:

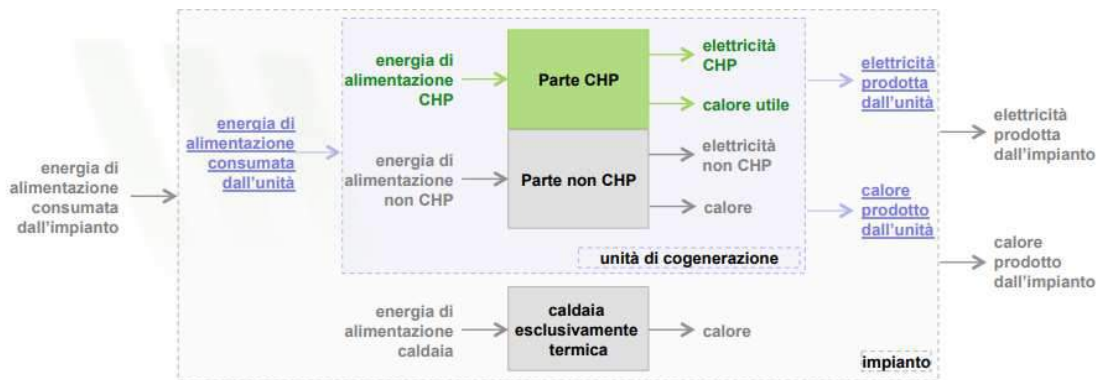


Figura 3.1. 2 Rappresentazione schematica impianto CHP

La prima cosa da fare è individuare i confini del sistema cogenerativo, quindi l'operatore deve conoscere il valore dei flussi di energia in ingresso e in uscita dal sistema rilevati attraverso sistemi di misura posti sui confini definiti precedentemente. Inoltre la suddivisione dell'impianto deve consentire la determinazione dell'energia elettrica e termica non prodotte da cogenerazione.

Successivamente, sempre con riferimento al DM 4 agosto 2011 [31], si calcola il rendimento di primo principio, cioè il rendimento globale dell'impianto, come il rapporto tra la somma dell'energia elettrica e termica, e l'energia del combustibile, calcolato su base annua (anno solare dal 1 gennaio al 31 dicembre):

$$\eta I = \frac{E + H}{E_c}$$

Dove:

- E: energia elettrica totale, somma dell'energia elettrica cogenerata e di quella non cogenerata, cioè quella misurata ai morsetti del generatore.
- H: calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione, usato nei processi industriali, per riscaldare o raffreddare gli ambienti o come uso diretto dei gas di scarico. Non si considera come calore utile quello disperso in ambiente senza nessun impiego, come ad esempio: calore dissipato in

condensatori o altri dispositivi di smaltimento, calore disperso da camini e tubi di scappamento, il calore usato per il funzionamento dell'impianto di cogenerazione.

- E_C : energia totale, calcolata in funzione al potere calorifico inferiore del combustibile, usata dall'impianto per la produzione di energia elettrica e calore .

Per energia di alimentazione cogenerativa si intende l'energia del combustibile usata dall'unità di cogenerazione per la produzione simultanea di calore ed energia elettrica.

Per energia di alimentazione non cogenerativa si intende invece, l'energia del combustibile impiegata per la produzione di sola energia elettrica senza la contemporanea produzione di calore utile.

Nella normativa [31] viene fatta una distinzione ponendo dei limiti per poter capire se un impianto possa essere considerato cogenerativo, in particolare per essere cogenerativo il suo rendimento deve superare dei valori soglia:

- 80% per i cicli combinati
- 75% per tutte le altre tipologie di unità di cogenerazione

Quindi se il rendimento di primo principio è maggiore di tali valori allora si può considerare che tutta l'energia prodotta sia cogenerativa, al contrario l'energia elettrica è solo in parte cogenerativa.

Successivamente viene rilevato dall'operatore dell'impianto, per la parte cogenerativa, il diagramma di carico del calore e individuati i periodi in cui l'unità cogenerativa funziona in cogenerazione. Per ogni periodo individuato viene calcolato il calore utile effettivamente prodotto e l'energia elettrica da cogenerazione.

Questo serve per il calcolo del $C_{effettivo}$, cioè del rapporto energia/calore effettivo, grazie al quale si riesce a valutare quale parte dell'energia elettrica misurata nel periodo di riferimento è riconosciuta come cogenerativa:

$$E_{CHP} = C_{eff} * H$$

Come ultimo passo, si calcola il PES (*Primary Energy Saving*):

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right] * 100$$

Dove i parametri sono definiti come:

- $CHPH\eta$: rendimento termico dell'impianto cogenerativo, cioè il rapporto tra il calore utile annuo e l'energia contenuta nel combustibile di alimentazione che serve per produrre energia elettrica e termica da cogenerazione.
- $RefH\eta$: rendimento termico di riferimento per gli impianti di produzione separata di energia termica.
- $CHPE\eta$: rendimento elettrico dell'impianto cogenerativo, cioè il rapporto tra l'energia elettrica annua prodotta dall'impianto cogenerativo e l'energia contenuta nel combustibile che serve per produrre calore ed energia elettrica da cogenerazione.
- $RefE\eta$: rendimento elettrico di riferimento per gli impianti che producono solo energia elettrica.

I valori dei rendimenti di riferimento sono definiti nel decreto ministeriale del 4/08/2011, ora aggiornati, in particolare negli allegati V e VI [31].

Per quanto riguarda il rendimento della produzione separata di energia elettrica (allegato VI) vengono dati dalla normativa dei valori in base all'anno di costruzione dell'impianto e al tipo di combustibile, riferiti al potere calorifico inferiore e alle condizioni ISO standard ($T_{ambiente} = 15^{\circ}C$, U.R = 60%, $p = 1,013$ bar). A questi valori si deve applicare un fattore correttivo che tiene conto delle condizioni climatiche e delle perdite di tensione sulla rete [31]:

1. *Condizioni climatiche*: i valori di riferimento dei rendimenti per la produzione separata di energia elettrica (riferiti alla temperatura di 15°C) devono essere corretti in funzione della temperatura media annuale della zona climatica secondo la seguente tabella.

	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta, Trentino Alto-Adige, Piemonte, Friuli Venezia-Giulia, Lombardia, Veneto, Abruzzo, Emilia-Romagna, Liguria, Umbria, Marche, Molise, Toscana	11,315	+0,369
Zona B: Lazio, Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sardegna, Sicilia	16,043	-0,104

Tabella 3.1. 1 Temperature e fattori di correzione per le diverse zone climatiche

2. *Fattori di correzione legati alle perdite di tensione evitate sulla rete*: la normativa fornisce i fattori di correzione in funzione del livello di tensione per l'energia elettrica autoconsumata in loco e per quella esportata verso la rete. Per energia elettrica autoconsumata si intende energia elettrica o termica usata direttamente dall'utente, senza essere immessa in rete.

Tensione di collegamento alla rete elettrica	Energia elettrica esportata verso la rete	Energia elettrica consumata in loco
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Tabella 3.1. 2 Fattori di correzione in funzione della tensione e del tipo di energia elettrica

Si può osservare da quest'ultima tabella (*Tabella 3.1.2*) che sia i valori del fattore di correzione per l'energia elettrica immessa in rete sia quelli dell'energia consumata in loco diminuiscono al diminuire della tensione però i valori per l'energia elettrica autoconsumata sono più bassi rispetto ai primi, con un conseguente rendimento di riferimento inferiore nel caso di energia consumata in loco.

Le perdite sulla rete elettrica sono direttamente proporzionali al percorso e sono dovute alla trasformazione di energia e alla sua trasmissione. Gli impianti maggiormente favoriti sono quelli che autoconsumano a basse tensioni, infatti minore è la tensione, minore è il percorso perciò le perdite diminuiscono.

Nel caso in cui un impianto immetta parte dell'energia in rete e parte venga autoconsumata per valutare il rendimento di riferimento si fa una media pesata dei fattori correttivi.

Si può osservare il seguente esempio tratto dal prospetto VII del DM 4 agosto 2011 [31]:

“Una unità di cogenerazione da 100 kW elettrici a motore alternativo funzionante a gas naturale è connessa una rete elettrica alla tensione di 380 Volt. L’85% dell’energia elettrica prodotta è destinato all’autoconsumo e il 15% della produzione è ceduto alla rete pubblica. L’unità di cogenerazione è stata costruita nel 1999. La temperatura ambiente annuale è di 15°C (di conseguenza non è necessaria alcuna correzione climatica).

In base all’allegato VI, il valore di rendimento di riferimento relativo al 1999 per il gas naturale è pari al 51,1%. Dopo la correzione per tenere conto delle perdite sulla rete, il valore di rendimento di riferimento per l’unità di cogenerazione (sulla base della media ponderata dei fattori contenuti nel presente allegato) è dato da:

$$RefE_{\eta} = 51,1\% * (0,860 * 0,85 + 0,925 * 0,15) = 44,4\%”$$

Per quanto riguarda il rendimento termico di riferimento ($RefH_{\eta}$) vengono dati in funzione del tipo di combustibile e del livello termico a cui viene prodotto il calore.

Quindi la cogenerazione ad alto rendimento deve rispondere ai due criteri esposti a inizio paragrafo 3.1.1.

Il GSE o Gestore dei servizi ha il ruolo di riconoscere il funzionamento CAR per le unità che lo richiedono, oltre a determinare il numero di certificati bianchi rilascia la garanzia d’origine (GOc) all’energia elettrica prodotta mediante CAR. La GOc è una certificazione che può essere usata dai produttori per dimostrare che l’energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da cogenerazione ad alto rendimento.

I benefici che legislazione attuale riconosce alla Cogenerazione ad Alto Rendimento sono i seguenti [32]:

- la precedenza, nell’ambito del dispacciamento, dell’energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- agevolazioni fiscali sull’accisa del gas metano usato per la cogenerazione;
- possibilità di ottenere una maggiorazione della tariffa per impianti alimentati a fonte rinnovabile;
- possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell’energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale fino a 200 kW;
- possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica;
- esenzione parziale dal pagamento degli oneri generali di sistema;
- possibilità di accedere al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi).

3.1.1.1 Cogenerazione ad alto rendimento nel settore residenziale

In questo paragrafo si vogliono analizzare il potenziale CAR nel settore residenziale considerando anche i limiti del suo sviluppo in questo settore e si farà riferimento al rapporto sul potenziale CAR del 2015 [33].

La prima osservazione da fare nei riguardi della cogenerazione ad alto rendimento nel residenziale è che il suo sviluppo è stato rallentato da alcuni fattori di varia natura, soprattutto tecnici ed economici.

Tra gli aspetti più importanti vi sono la domanda di calore ed elettricità che presenta una variabilità elevata nel tempo, la non contemporaneità tra domanda termica ed elettrica, intensità ridotta e durata limitata della domanda. Per questo motivo il numero di ore di funzionamento di impianti di questo tipo nel residenziale è molto basso, di solito non supera le 2000 ore/anno e tenendo conto che i costi specifici di investimento crescono più che linearmente al diminuire della taglia di impianto, non si ottiene un buon ritorno di investimento.

Gli impianti messi al servizio del residenziale, infatti, devono avere taglie inferiori ai 50 kW ossia devono essere micro-cogenerativi, ma attualmente non sono economicamente competitivi con impianti più grossi nel mercato.

Il calcolo dell'energia richiesta è stato condotto dal GSE che ha voluto calcolare la parte di energia consumata per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria nel residenziale proveniente da un impianto cogenerativo.

In particolare sapendo che in Italia sono presenti 24 milioni di abitazioni residenziali e grazie ai dati presenti nei censimenti fatti dall'Istat si è arrivati alla conclusione che il consumo per il riscaldamento delle abitazioni è pari a 24,9 Mtep. Per il calcolo di questo valore gli edifici sono stati classificati per zona climatica, tipologia e anno di costruzione, in quanto si hanno consumi energetici diversi a seconda del valore di questi parametri. Per quanto riguarda il consumo di ACS non vengono fatte distinzioni in base all'anno di costruzione, zona climatica ma solo basandosi sulla distribuzione dei residenti nel territorio italiano e questo valore è stato stimato pari a 2,8 Mtep.

L'analisi fatta tiene in considerazione alcune limitazioni, climatiche e tecniche :

- Si considerano solo le zone climatiche fredde, E ed F, mentre si escludono le fasce dalla B alla D perché il numero di ore di funzionamento del riscaldamento nella stagione invernale è troppo basso (al di sotto delle 2000 ore) e non giustificerebbe l'installazione di un impianto CHP.
- Nella trattazione si fa riferimento a sistemi di distribuzione del calore all'interno di condomini di tipo centralizzato, infatti sarebbe difficile installare un cogeneratore in condomini con sistemi di riscaldamento autonomi per avversione da parte dei residenti.
- Si considerano abitazioni monofamiliari e condominiali (con sistema centralizzato) costruiti prima del 2000. Si escludono le abitazioni costruite recentemente perché isolate meglio e quindi con una domanda termica inferiore.

Si possono quindi osservare di seguito (Tabella 3.1.3) il fabbisogno energetico per il riscaldamento, acqua calda sanitaria, elettricità a seconda del tipo di utenza (monofamiliare, condominio medio, condominio grande).

Per calcolare i fabbisogni sottostanti, il GSE ha considerato 8 appartamenti per il medio condominio e 40 per il grande, questo spiega anche un aumento del fabbisogno di riscaldamento molto più alto per il grande condominio rispetto al medio e quindi anche un rapporto calore/elettricità elevato.

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
n° abitazioni	1	5-15	>16
Anno di costruzione	ante 2000	ante 2000	ante 2000
Fascia climatica	E-F	E-F	E-F
Tipologia riscaldamento	Autonomo	centralizzato	centralizzato
Fabbisogno annuo per riscaldamento	19,4 MWh	115,3 MWh	442,8 MWh
Fabbisogno annuo per ACS	1,4 MWh	0,0 MWh	0,0 MWh
Fabbisogno annuo di energia elettrica	3.000 kWh	9.000 kWh	15.000 kWh
Rapporto calore/elettricità utenza	6,3	12,8	29,5

Tabella 3.1. 3 Fabbisogni di energia per le diverse utenze nel residenziale [33]

Calcolati i fabbisogni per le diverse utenze, sono stati dimensionati i rispettivi cogeneratori da installare. In particolare per un utenza monofamiliare e villette con riscaldamento autonomo si è pensato di utilizzare un micro-cogeneratore Stirling con una potenza di 5 kWt, per un condominio di media grandezza con riscaldamento centralizzato è stato ipotizzato un microcogeneratore commerciale con potenza di circa 13 kWt. Infine per condomini grandi, sono stati installati cogeneratori con taglia 137 kWt.

Dallo studio fatto si vede come solo una parte del fabbisogno termico viene soddisfatto dalla cogenerazione ad alto rendimento, la quota rimanente viene soddisfatta da sistemi di riscaldamento tradizionali come le caldaie a gas.

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
Calore prodotto da cogeneratore	15,0 MWh	25,7 MWh	204,0 MWh
Quota fabbisogno Calore cogenerato	60%	22%	46%
Calore prodotto da caldaia di integrazione	3,9 MWh	89,7 MWh	238,8 MWh
Elettricità prodotta CAR da cogeneratore	3,0 MWh	10,9 MWh	88,9 MWh
Elettricità prodotta tot da cogeneratore	3,0 MWh	10,9 MWh	88,9 MWh
Elettricità immessa	1,5 MWh	8,5 MWh	81,4 MWh
Elettricità autoconsumata	1,5 MWh	2,4 MWh	7,5 MWh
Elettricità prelevata da rete	1,5 MWh	6,6 MWh	7,5 MWh
Elettricità scambiata con la rete	1,5 MWh	6,6 MWh	7,5 MWh
Consumi cogeneratore CAR	20,0 MWh	40,2 MWh	321,0 MWh
Consumi cogeneratore totali	20,0 MWh	40,2 MWh	321,0 MWh
Consumi caldaia integrazione	4,4 MWh	99,7 MWh	265,3 MWh
Elettricità prelevata ex-ante	3,0 MWh	9,0 MWh	15,0 MWh
Consumi caldaia ex ante	21,0 MWh	128,2 MWh	492,0 MWh

Tabella 3.1. 4 Output energetici nel caso in esame [33]

Grazie a questo caso studio si è arrivati a una stima del potenziale tecnico nel residenziale che è pari a 37 TWht e 9 TWhe di energia elettrica e termica che possono essere prodotte da cogenerazione per un totale di potenza installata pari a 3,5 GWe.

	Monofamiliare	Medio condominio	Grande condominio
Fabbisogno Calore sottosettore (2013)	39.207 GWh	22.230 GWh	3.038 GWh
Fabbisogno Elettrico sottosettore (2013)	6.467 GWh	1.054 GWh	228 GWh
Potenziale tecnico calore CAR	31.071 GWh	4.946 GWh	1.400 GWh
Potenziale tecnico elettricità CAR	6.214 GWh	2.097 GWh	610 GWh
Potenziale tecnico capacità termica CAR	10.357 MWt	2.545 MWt	945 MWt
Potenziale tecnico capacità elettrica CAR	2.071 MWe	1.079 MWe	412 MWe

Tabella 3.1. 5 Fabbisogni e potenziale tecnico nel residenziale soddisfatti dalla CAR [33]

3.1.2 Incentivazione per gli impianti che hanno ottenuto il riconoscimento CAR

Secondo il decreto del 5 settembre 2011 [34] un impianto cogenerativo può essere considerato ad alto rendimento se risponde ai criteri spiegati nel paragrafo precedente. Quindi le unità cogenerative che soddisfano ai requisiti di CAR nell'anno solare, hanno diritto al rilascio di certificati bianchi in funzione del risparmio di energia primaria, realizzato nell'anno considerato e calcolato nel modo seguente:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{RefE_{\eta}} + \frac{H_{CHP}}{RefH_{\eta}} - F_{CHP}$$

Con:

- $RISP$: risparmio di energia primaria espresso in MWh, realizzato dall'impianto cogenerativo nel anno solare considerato
- E_{CHP} : energia elettrica, espressa in MWh, prodotta in cogenerazione dall'impianto nell'anno considerato
- H_{CHP} : energia termica utile, espressa in MWh, prodotta dall'impianto durante l'anno considerato

- $RefE_{\eta}$: rendimento medio convenzionale del parco elettrico italiano, assunto pari a 0,46, corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia immessa in rete, autoconsumata, secondo le modalità espresse nel decreto del 4 agosto 2011 (allegato 7) [31]. La percentuale di energia elettrica autoconsumata è quella riferita alla produzione totale in regime di CAR.
- $RefH_{\eta}$: rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, preso pari a 0,82 nel caso di uso diretto dei gas di scarico e pari a 0,90 nel caso di produzione di vapore/acqua calda.
- F_{CHP} : è l'energia, espressa in MWh, del combustibile che l'impianto ha consumato nell'anno preso in considerazione per produrre in cogenerazione.

Quindi è possibile calcolare il numero di certificati bianchi (CB) a cui ha diritto l'unità cogenerativa che sia stata riconosciuta come CAR nell'anno solare considerato [34]:

$$CB = (RISP * 0,086) * K$$

Dove:

- $(RISP * 0,086)$: risparmio, se positivo, espresso in tep
- K : coefficiente di armonizzazione in funzione della potenza elettrica installata, pari a
 - 1,4 per le quote di potenza fino a 1 MWe
 - 1,3 per le quote di potenza superiori a 1 MWe e fino a 10 MWe
 - 1,2 per le quote di potenza superiori a 10 MWe e fino a 80 MWe
 - 1,1 per le quote di potenza superiori a 80 MWe e fino a 100 MWe
 - 1,0 per le quote di potenza superiori a 100 MWe.

I Certificati Bianchi o titoli di efficienza energetica sono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) [35], attestano un risparmio energetico pari a 1 tep² e si distinguono in diverse tipologie a seconda del tipo di intervento per il risparmio di energia primaria [36]:

- risparmio di energia primaria attraverso interventi per la riduzione di consumi finali di energia elettrica (tipo 1);
- risparmio di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale (tipo 2);
- risparmio di forme di energia non destinate all'uso per autotrazione, diverse dall'elettricità e dal gas naturale (tipo 3);
- risparmi di forme di energia diverse da quella elettrica e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti (tipo 4);

Gli impianti cogenerativi ad alto rendimento hanno diritto ai certificati di tipo 2 e non tutti gli impianti di cogenerazione CAR hanno diritto di accedere al meccanismo dei CB, infatti possono usufruire i seguenti impianti [37]:

- quelli costruiti o rifatti dopo il 6 marzo 2007 per un periodo di 10 anni solari;
- costruiti o rifatti dopo il 6 marzo 2007 ed accoppiati a una rete di teleriscaldamento per un periodo di 15 anni solari.

Per quanto riguarda gli impianti realizzati tra l'1 aprile 1999 e il 6 marzo 2007 hanno diritto a un numero di CB pari al 30% rispetto a quello per i primi due tipi di impianto.

3.1.3 Impatto ambientale e calcolo delle emissioni

Uno dei vantaggi della cogenerazione è il risparmio di energia primaria, quindi considerando che molti impianti sono alimentati a combustibili fossili si ottiene anche un risparmio di combustibile ossia minori

² tep: tonnellata equivalente di petrolio

emissioni. In Italia per valutare il limite di concentrazione delle emissioni la normativa fa riferimento all'input dell'impianto di cogenerazione cioè in funzione del combustibile di immissione.

Il parametro utilizzato γ è misurato in $\left[\frac{mg}{Nm^3}\right]$ ed indica la concentrazione di inquinanti nei fumi, è stato adottato questo parametro in quanto la normativa Italiana inizialmente si basava più sulla qualità dell'aria che sulle emissioni, quindi usare questa unità di misura rendeva più semplice la valutazione dei fumi al camino.

Un altro parametro che valuta le emissioni limite è λ la cui unità di misura è $\left[\frac{mg}{kWh_{input}}\right]$, questo valuta gli inquinanti per ogni kWh di input, ossia per combustibile bruciato.

I due parametri sono legati tra di loro e in particolare proporzionali mediante la costante k che dipende dalla tipologia di combustibile utilizzato dalla centrale, ma non tiene conto dei rendimenti ossia di quanto efficientemente viene effettuato il processo.

In altri paesi si usa un altro parametro δ che tiene conto del rendimento del processo e si misura in $\left[\frac{mg}{kWh_{output}}\right]$, cioè fa riferimento all'output del sistema che può essere elettrico (kWh_{el}) o termico (kWh_{th}).

Questo parametro, inoltre, può essere espresso in funzione del rendimento dell'impianto e di λ :

$$\delta = \frac{\lambda}{\eta}$$

Esprimendo δ con le rispettive unità di misura si osserva la dipendenza del parametro dalle prestazioni degli impianti:

$$\frac{mg}{kWh_{el}} = \frac{\frac{mg}{kWh_{input}}}{\frac{kWh_{output}}{kWh_{input}}}$$

La valutazione delle emissioni per gli impianti cogenerativi è complessa e la normativa fa riferimento ai soli impianti per la produzione di energia elettrica oltre i 200 kW, quelli con taglia inferiore seguono la normativa per le caldaie.

Se si vogliono valutare le emissioni di un impianto cogenerativo con questo metodo, si devono considerare entrambi i prodotti, energia termica ed energia elettrica, quindi come rendimento si considera quello di primo principio ossia la somma di rendimento elettrico e termico. In questo modo però si mettono alla pari i due rendimenti (elettrici e termico).

Per ovviare a questo problema sono state introdotte due modalità per valutare le emissioni di un impianto cogenerativo tenendo conto dei due prodotti di questo sistema:

1. Metodo della “caldaia evitata”: si suppone di avere un impianto cogenerativo che emette una certa quantità di inquinanti e quindi un determinato valore di δ , calcolato facendo riferimento alla sola energia elettrica. Poi si sottraggono le emissioni delle caldaie “evitate” alle emissioni dell'impianto cogenerativo, cioè le emissioni prodotte dalle caldaie per la produzione di energia termica nel caso di produzione separata.

Si ottiene quindi:

$$\delta_{cog} - \frac{\lambda'_{th}}{\eta'_{th}} * \frac{\eta_{th}}{\eta_{el}} \leq \delta_{normativa}$$

con le relative unità di misura:

$$\frac{mg}{kWh_{el}} - \left[\frac{mg/kWh_{fuel}}{kWh_{th}/kWh_{fuel}} \right]' * \left[\frac{kWh_{th}/kWh_{fuel}}{kWh_{el}/kWh_{fuel}} \right]_{cog}$$

L'apice ' indica le grandezze (λ , η) relative alle caldaie “evitate”.

2. Questo secondo metodo valuta l'indice di risparmio ambientale (IRA) ovvero il risparmio di emissioni che si ottiene producendo calore ed elettricità con un impianto cogenerativo rispetto alla produzione separata degli stessi prodotti e viene calcolato nel modo seguente:

$$\frac{E_{m,trad} - E_{m,cog}}{E_{m,trad}}$$

cioè:

$$IRA = 1 - \frac{\delta}{\frac{\lambda'_{el}}{\eta'_{el}} + \frac{\lambda'_{th}}{\eta'_{th}} * \frac{\eta_{th}}{\eta_{el}}}$$

Dove con $E_{m,trad}$ si intendono le emissioni che si hanno dalla produzione separata di energia elettrica e calore, mentre $E_{m,cog}$ rappresenta le emissioni del sistema cogenerativo.

A riguardo di tale parametro la normativa non ha definito i valori limite, ma si assume ad esempio che sia maggiore di zero per impianti cogenerativi, inoltre deve essere calcolato per ogni inquinante definito nella normativa.

Si può osservare come con un impianto cogenerativo si hanno minori emissioni rispetto alla soluzione tradizionale, quindi l'indice di risparmio ambientale di solito risulta positivo, però si deve tener conto che spesso i sistemi cogenerativi sono posti vicino all'utenza a causa dei costi e delle perdite della rete termica. Tutto questo comporta emissioni maggiori nelle vicinanze dell'utenza, perciò se si considera l'IRA come indicatore per le emissioni limite, non risulta adeguato in quanto le emissioni locali potrebbero essere elevate e il valore di tale indice risulterebbe non significativo. Quindi nel caso di valutazione locale delle emissioni è meglio usare il metodo della "caldaia evitata", mentre se si fa un'analisi a livello globale si può utilizzare l'IRA.

3.2 Usi nella cogenerazione

La cogenerazione trova applicazione in diversi settori in cui viene richiesta produzione combinata di elettricità e calore.

I tre principali settori in cui viene usata la cogenerazione sono descritti di seguito [33].

Il settore industriale, in cui gli impianti cogenerativi sono molto diffusi soprattutto nelle aziende più grandi, con cogeneratori che hanno potenze installate anche superiori a 1 MW. Molte aziende richiedono contemporaneamente elevate quantità di calore ed elettricità e grazie alla cogenerazione sono riuscite a diminuire le proprie bollette energetiche. I settori industriali in cui la cogenerazione è molto diffusa sono ad esempio:

- alimentare;
- cartario;
- chimico;
- metalmeccanico;
- tessile;
- ceramico/edilizio.

Questi impianti a seconda della taglia possono usufruire di alcuni benefici ed essere collegati alla rete elettrica immettendo e prelevando energia elettrica.

In particolare gli impianti cogenerativi ad alto rendimento fino a 200 kW possono essere collegati alla rete elettrica e possono usufruire dei benefici dello Scambio sul posto, ossia un meccanismo che consente al produttore di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento diverso dalla produzione.

Gli impianti di potenze superiori ai 200 kW, possono vendere l'elettricità alla rete, ma alle condizioni previste dal Ritiro dedicato, cioè una modalità semplificata che hanno a disposizione i produttori per vendere l'energia elettrica immessa in rete.

Le tecnologie più utilizzate sono motori a combustione interna e i turbogeneratori ORC.

Il settore terziario riguarda utenze diverse, di una certa dimensione, che hanno elevati consumi elettrici e termici, spesso richiedono anche freddo. Le applicazioni in cui l'utilizzo della cogenerazione è più comune sono:

- supermercati;
- centri commerciali;
- alberghi;
- ospedali;
- strutture sportive;
- università.

Per il settore residenziale, ossia abitazioni singole e condomini, è abbastanza diffusa la cogenerazione di piccola taglia o microcogenerazione per la soddisfazione dei fabbisogni termici ed elettrici. In questo caso vi è il collegamento dell'impianto cogenerativo alla rete elettrica, in quanto le utenze residenziali sono spesso caratterizzate da un utilizzo discontinuo di energia. E' conveniente che il motore venga azionato quando è possibile usare o accumulare completamente o in parte il calore cogenerato. Per quanto riguarda l'accumulo termico, questo viene fatto grazie a serbatoi di acqua calda, isolati termicamente che vengono collegati al cogeneratore ed eventualmente ad altri generatori di calore come caldaie, pannelli solari e pompe di calore. Nella figura seguente si può osservare un esempio di impianto cogenerativo nel caso di singola abitazione, dove si vede la presenza di una caldaia integrativa nel caso in cui il cogeneratore sia spento o non soddisfi la richiesta di calore da parte dell'utente [38].

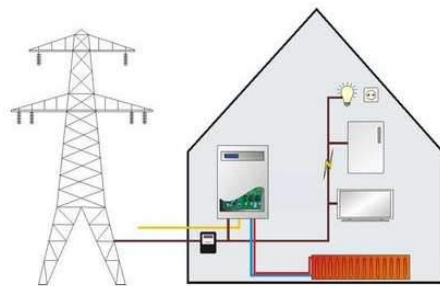


Figura 3.2. 1 Sistema cogenerativo residenziale [38]

Infine la taglia ideale per un cogeneratore per una singola abitazione è intorno a 1kWe.

Le utenze condominiali rispetto alle monofamiliari sono avvantaggiate soprattutto per la taglia del cogeneratore, più grande, in quanto all'aumentare della potenza installata, diminuiscono i costi specifici dell'impianto e aumentano i rendimenti elettrici. Inoltre rispetto a una singola abitazione, nei condomini il cogeneratore funziona con maggior continuità durante la giornata e quindi è più facile preveder consumi e dimensionare l'impianto.

In questo caso la potenza minima per il cogeneratore è circa 5 kWe e può variare in funzione della superficie e del numero di unità abitative [38].

Nello schema sottostante (Figura 3.2. 2) è possibile osservare le tecnologie usate in ambito cogenerativo in funzione della potenza elettrica e dell'indice elettrico (rapporto tra energia elettrica e calore).

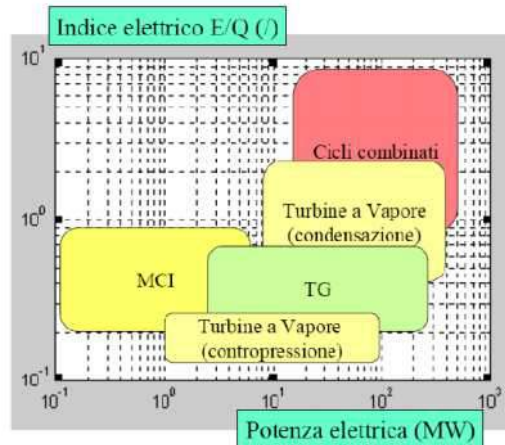


Figura 3.2. 2 Confronto tecnologie per CHP

3.3 Teleriscaldamento

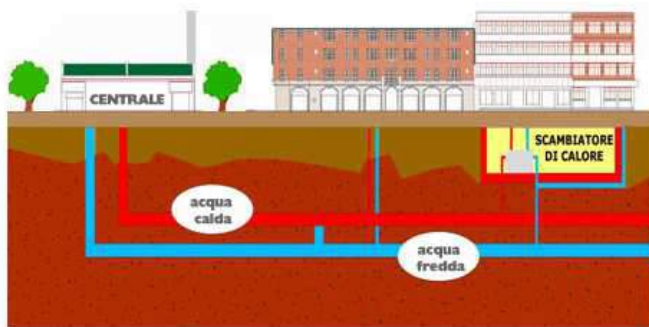
3.3.1 Introduzione

I sistemi sostenibili futuri si basano sulla combinazione di fonti energetiche intermittenti come l'energia geotermica, solare, il vento insieme a risorse residue come biomassa e rifiuti. Infatti si pone sempre di più attenzione sulla conservazione di energia e sull'aumento di efficienza dei sistemi energetici.

Ecco perché negli ultimi anni si parla sempre di più di teleriscaldamento, cioè una forma di riscaldamento a distanza costituito da una centrale termica (caldaia o impianto cogenerativo) che produce e distribuisce calore sotto forma di acqua calda, surriscaldata, vapore o oli diatermici a un quartiere o una città. Il fluido vettore scorre attraverso una rete di tubazioni sotterranee in pressione, preisolate fino agli edifici allacciati. Qui, grazie a sottocentrali costituite da scambiatori, viene realizzato lo scambio termico tra l'acqua di rete di teleriscaldamento e quella di rete dell'utente, il quale può utilizzare il calore per riscaldare gli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria [39, 40].

Infine, il fluido raffreddato ritorna in centrale per essere riscaldato e iniziare nuovamente il ciclo.

Di seguito è possibile osservare un semplice schema che rappresenta il funzionamento di un impianto di teleriscaldamento:



- Centrale: produce calore e, se cogenerativa, energia elettrica e calore con combustibili diversi.
- Rete di tubazioni primaria: dove scorre il fluido termovettore a cui viene trasmesso calore.
- Rete di tubazioni secondaria: rete degli utenti.
- Scambiatori di calore: si trasmette calore alla rete degli utenti.
- Circuito di ritorno: fluido termovettore freddo che ritorna in centrale.

Figura 3.3. 1 Funzionamento impianto teleriscaldamento [39]

Prima di analizzare le diverse tipologie di teleriscaldamento si possono osservare i principali vantaggi di questi sistemi [41, 40, 42, 43].

- **Ambiente:** se si utilizzano centrali a cogenerazione, cioè produzione combinata di calore ed elettricità, per il teleriscaldamento, si raggiunge una maggior efficienza energetica globale. Viene prodotta energia elettrica e contemporaneamente viene recuperato calore dal processo, che nelle centrali convenzionali verrebbe disperso in atmosfera. Perciò la cogenerazione consente, a parità di energia utile prodotta, un consumo di combustibile inferiore rispetto a un sistema tradizionale. Si ottiene aria più pulita grazie alla riduzione del numero di camini e alla riduzione di emissioni di emissioni inquinanti (maggior controllo).
- **Economico:** si risparmia sui costi di manutenzione, riparazione e sostituzione degli impianti presso gli utenti in quanto manca la combustione. Per questo motivo non è più necessario installare presso i condomini o abitazioni la centrale termica e tutte le infrastrutture connesse al suo funzionamento, come canne fumarie, locali appositi, scarichi di sicurezza perché grazie al teleriscaldamento si distribuisce direttamente acqua calda. Infine l'utente paga solo il calore utilizzato, quindi a consumo effettuato.
- **Sicurezza:** il fatto di non utilizzare il combustibile rende il sistema più sicuro perché non servono canne fumarie e impianti a gas, eliminando anche il rischio di esplosione e intossicazione da fumi.
- **Comodità e comfort:** non c'è la pulizia della caldaia, non ci sono scadenze per la manutenzione degli impianti ed è garantita assistenza e disponibilità 24 ore su 24.

Il teleriscaldamento viene utilizzato per la produzione di calore per il riscaldamento degli ambienti e acqua calda sanitaria soprattutto per il residenziale e il terziario, infatti in Italia il 95% dell'energia erogata dalle reti di teleriscaldamento viene usata per la produzione di ACS e calore per riscaldare gli ambienti, mentre solo una piccola parte (5%) viene usata nei processi industriali come si può osservare nel diagramma a torta 2.3.2. Inoltre è possibile che una stessa rete di teleriscaldamento possa produrre energia termica per più settori contemporaneamente [33].

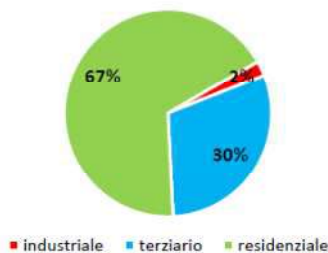


Figura 3.3. 2 Energia termica erogata per settore nel 2013(risc+ACS) [33]

3.3.2 Scelte costruttive

Dopo aver definito la potenza totale necessaria per soddisfare il fabbisogno delle utenze, si deve scegliere la tipologia di centrale ossia i generatori di calore da usare, il fluido termovettore, le temperature di progetto e la configurazione della rete, compresa la tipologia di collegamento tra la rete di distribuzione e l'utenza.

Per la scelta dei generatori di calore si deve tener presente di alcuni aspetti, come quelli economici e gestionali, tecnici, e del fatto che spesso si installano generatori in centrali già esistenti quindi si deve prevedere l'ampliamento [44].

Per quanto riguarda gli impianti cogenerativi la quota di potenza termica da attribuire ai generatori convenzionali e la quota a carico dei gruppi a energia totale, si può ricavare dall'andamento del diagramma

di carico. Nella pratica si è visto che è conveniente che solo circa il 50% del carico massimo nella stagione invernale venga coperto dall'impianto cogenerativo, il restante 50% viene coperto dall'impianto tradizionale. La tipologia di centrale utilizzata dipende quindi dalla potenza termica da produrre mediante cogenerazione [44]:

- $P_{\text{cog}} > 5\text{MW}$ motori alternativi a gas (MAG)
- $5 < P_{\text{cog}} < 25\text{MW}$ turbine a gas in ciclo semplice (TG)
- $P_{\text{cog}} > 25\text{MW}$ cicli combinati gas-vapore (CC)

I fluidi termovettori che si possono utilizzare sono:

- acqua;
- vapor d'acqua;
- fluidi diatermici (oli diatermici, miscele di sali inorganici, ecc.).

L'acqua può essere impiegata sotto forma di acqua calda, surriscaldata o vapore, si preferisce però l'utilizzo di acqua surriscaldata a una temperatura media di 130°C rispetto al vapore per le considerazioni fatte qui di seguito [44].

1. Se si utilizza vapore, la rete di distribuzione relativa e gli apparecchi utilizzatori devono avere scaricatori di condensa, costosi, e hanno bisogno di molta manutenzione.
2. La rete di ritorno dovrebbe essere costruita con acciai speciali resistenti alla corrosione, in quanto la rete di ritorno delle condense è sottoposta a forti corrosioni.
3. Il vapore rispetto all'acqua calda ha un rapporto favorevole tra calore di condensazione ed entalpia permettendo un'elevata capacità specifica di trasporto del calore. Questo però implica anche un valore elevato della temperatura di mandata non consentendo l'uso di tubi preisolati e limitando la gamma di motori da usare in cogenerazione.
4. La temperatura dell'acqua è più facile da regolare rispetto a quella del vapore e ciò permette di contenere le spese di esercizio.
5. A parità di potenza termica erogata la rete di distribuzione di vapore ha diametri maggiori rispetto alla rete ad acqua surriscaldata.
6. Una rete ad acqua surriscaldata ha capacità di accumulo elevate e consente un'elasticità maggiore nel seguire le variazioni di carico, anche se ha più dispersioni in funzionamento intermittente.
7. Infine gli impianti con acqua surriscaldata sono più semplici sia dal punto di vista della gestione, sia nella costruzione.

Gli oli diatermici permettono di usare diametri delle tubazioni di servizio più piccoli rispetto all'acqua surriscaldata a parità di energia distribuita. Questo accade perché tali fluidi hanno una bassa tensione di vapore anche ad alte temperature, permettendone l'utilizzo anche in fase liquida con differenze di temperatura fra mandata e ritorno elevate (100÷150°C). D'altra parte hanno un costo elevato e sono tossici, per questo non si usano per il riscaldamento urbano.

Se si sceglie l'acqua surriscaldata come fluido termovettore, sapendo che la temperatura dell'acqua di ritorno non può scendere sotto ai 50÷60°C, perché non deve essere inferiore alla temperatura minima del circuito di utilizzazione dell'utenza, allora è necessario alzare la temperatura di mandata. La capacità di trasporto di energia termica è proporzionale alla differenza di temperatura tra mandata e ritorno, per questo si cerca di aumentare la temperatura di mandata tenendo presente alcune problematiche:

- aumentando la temperatura di mandata aumentano le dispersioni di calore, quindi le perdite energetiche;

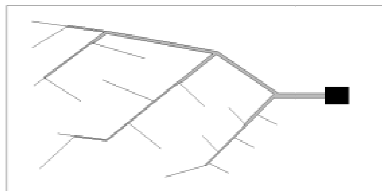
- le tubazioni preisolate non possono essere usate con temperature oltre i 130°C per evitare danneggiamenti ai materiali impiegati;
- la pressione in ogni punto della rete deve essere superiore alla pressione di saturazione alla stessa temperatura, per evitare problemi di flashing³.

Si può osservare come mantenendo costante la temperatura di ritorno e aumentando quella di mandata, aumenta il numero di utenze allacciabili, si riduce la portata che circola e quindi la dimensione delle tubazioni, delle valvole e di tutti i componenti della rete.

La configurazione della rete dipende dalla posizione della rete, delle utenze e dal tipo di contesto in cui sono ubicate (quartiere o altro). Idealmente la centrale dovrebbe essere posta nel baricentro dei carichi termici e quindi alimentare le sottocentrali seguendo densità decrescenti dei carichi termici (kW/km). Nella realtà le centrali vengono collocate nelle periferie delle città e la configurazione, ossia l'andamento della rete, dipende dai servizi come rete del gas, fognature, reti telefoniche ed elettriche presenti nel sottosuolo [44].

Di seguito sono rappresentate le tre principali configurazioni di reti [44]:

1. La rete ramificata è costituita da una direttrice principale che unisce le utenze più grandi, e da questa si ramificano tubi con diametri inferiori verso le utenze secondarie. In questo caso si devono



prevedere condotte con diametri elevati per far fronte alle cadute di pressione nei tratti che collegano la centrale alle utenze più lontane.

Inoltre se avviene una rottura nel ramo principale gli utenti a valle di tale rottura non ricevono più calore.

Figura 3.3. 3 Rete ramificata

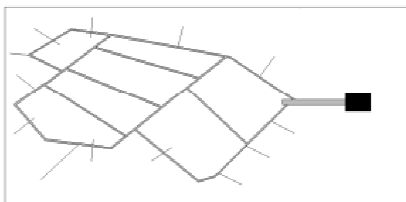
2. La rete ad anello cerca di risolvere le problematiche della configurazione precedente. Questa rete è formata da un circuito chiuso, quindi si ha un'unica tubazione che parte dalla centrale, arriva



all'utenza e poi torna indietro verso l'impianto. Inoltre tale configurazione permette di alimentare le utenze da due linee indipendenti, che può essere utile nel caso di utenze di maggior importanza come gli ospedali. Rispetto alla precedente migliora l'affidabilità per la rete principale e limita l'interruzione ai rami secondari.

Figura 3.3. 4 Rete ad anello

3. La rete a maglie è un'estensione della rete ad anello, infatti è costituita da una serie di circuiti chiusi



collegati tra loro e solitamente viene usata in quartieri molto carichi. Ha molti vantaggi rispetto alle due configurazioni precedenti per quanto riguarda distribuzione del calore e regolazione, ma i costi di installazione sono molto elevati, motivo per cui è poco diffusa.

Figura 3.3. 5 Rete magliata

Una soluzione vantaggiosa potrebbe essere quella di iniziare la costruzione della rete con una configurazione ramificata e poi chiuderla ad anello.

³ Flashing: l'acqua passa dalla fase liquida alla fase vapore con conseguenti fenomeni di incrostazione

Il collegamento tra la rete di distribuzione e l'utenza è costituito dalle sottocentrali di utenza, che permettono il trasferimento dell'energia termica all'utenza stessa in funzione delle esigenze.

Ci sono due tipologie di collegamento tra la rete di distribuzione e l'utenza:

- *Il sistema diretto* viene usato per impianti di riscaldamento in cui il fluido primario è acqua calda e per impianti di raffrescamento in cui non c'è lo scambiatore quindi grazie a questo sistema non si hanno riduzioni dell'efficienza. Nei sistemi di questo tipo non c'è separazione idraulica tra circuito primario e secondario, e perciò non presenti scambiatori di collegamento tra i due circuiti.

Gli svantaggi che caratterizzano questo sistema sono i seguenti:

- miscelazione tra l'acqua del circuito primario, che viene trattata e controllata, e l'acqua del circuito secondario, spesso immessa senza essere trattata;
 - i circuiti primario e secondario devono essere compatibili;
 - difficile determinare e definire le responsabilità del gestore e dell'utente.
- *Il sistema indiretto* a differenza del precedente presenta uno o più scambiatori di calore a superficie che collegano i due circuiti.

Questo sistema permette di:

- svincolare i valori di temperatura nei circuiti primario e secondario;
- definire i limiti e le responsabilità di gestore dell'impianto e utente;
- grazie alla separazione idraulica tra primario e secondario non si hanno problemi di pressione e qualità dell'acqua;
- contabilizzazione più semplice del calore erogato.

3.3.3 Prime tre generazioni di teleriscaldamento

I primi sistemi di teleriscaldamento sono stati introdotti negli Stati Uniti nel 1880 e nel 1930 si sono affermati sia negli Stati Uniti sia in Europa e utilizzavano vapore come fluido termovettore. I componenti principali utilizzati erano: tubi di vapore posti all'interno di condotti in calcestruzzo, compensatore e trappole di vapore. Oggi questi sistemi sono considerati obsoleti in quanto il vapore ad elevate temperature genera molte perdite e incidenti, anche gravi, a causa dell'esplosione del vapore. Un altro problema è legato alla corrosione dei tubi di ritorno che causano un abbassamento dell'efficienza energetica.

Il vapore viene utilizzato ancora come fluido termovettore nei vecchi sistemi di New York come ad esempio a Manhattan, e di Parigi, mentre in altre città come Monaco, Amburgo e Copenaghen la sostituzione di tali sistemi ha avuto più successo. In particolare la motivazione principale che ha portato la società a introdurre i sistemi di teleriscaldamento era quella di sostituire i singoli boilers negli edifici per ridurre i rischi di esplosioni [45].

La seconda generazione dei sistemi di teleriscaldamento usa come fluido termovettore acqua calda pressurizzata, con temperature di alimentazione oltre i 100°C. I primi sistemi di questo tipo sono sorti nel 1930 e hanno dominato fino al 1970. I componenti principali che costituiscono tali sistemi sono: tubi dell'acqua in condotti in calcestruzzo, grandi scambiatori di calore a tubo e valvole grandi e pesanti. Gran parte dell'Unione Sovietica utilizza come sistemi di riscaldamento questa tecnologia, però la qualità è bassa in quanto non hanno il controllo della domanda di calore [45].

Infine la terza generazione di teleriscaldamento si è sviluppata tra il 1970 e il 1980, utilizza come fluido termovettore acqua pressurizzata, ma la temperatura di alimentazione è spesso al di sotto dei 100°C. I componenti principali sono: tubi preisolati installati direttamente nel terreno, sottostazioni compatte in acciaio inox.

Questi sistemi si sono sviluppati in Cina, Corea, Europa, Stati Uniti, Canada e la ragione principale per cui si utilizzano sempre di più è la sicurezza dell'approvvigionamento delle risorse, dopo le due crisi petrolifere. In particolare lo scopo era quello di sostituire in parte l'olio con combustibili come carbone, biomasse e rifiuti.

Si è visto come dalla prima alla terza generazione la tendenza è stata verso temperature di distribuzione sempre più basse, l'utilizzo di componenti prefabbricati quindi manodopera ridotta. Nella figura *Figura 3.3. 6 Confronto quattro generazioni di teleriscaldamento* si può osservare questa tendenza e il confronto con sistemi di teleriscaldamento di ultima generazione [45].

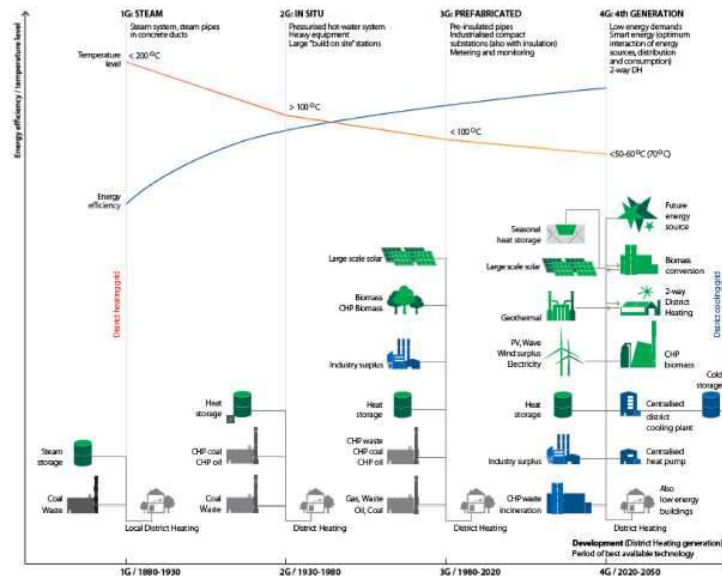
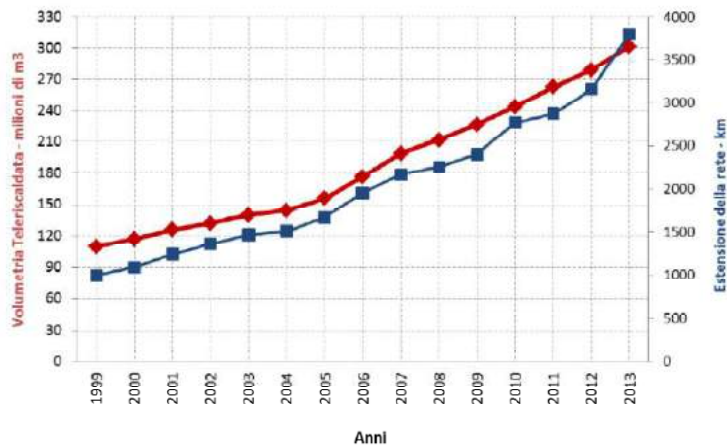


Figura 3.3. 6 Confronto quattro generazioni di teleriscaldamento [45]

Soffermandosi sul panorama nazionale, si può osservare una crescita dal 1999 ad oggi di questa tecnologia, sia per quanto riguarda il volume riscaldato (175%) , sia per l'estensione delle reti(282%). Le informazioni date dal GSE fanno riferimento al territorio italiano fino al 2013 [33]:



si osserva infatti che nel 2013 le utenze allacciate alle reti di teleriscaldamento sono 302 milioni di m³ per un estensione totale di 3800 km.

Figura 3.3. 7 Andamento volume ed estensione rete di TLR [33]

Infine si può osservare come il teleriscaldamento in Italia si sia sviluppato in ritardo rispetto ad altri paesi europei, infatti le prime reti risalgono agli anni '70 e in particolare la prima fu costruita a Modena nel 1971 nel Quartiere Giardino, opera realizzata dal Comune e successivamente affidata in gestione all'azienda AMCM poi diventata gruppo Hera (multiutility) [46]. In seguito sorsero reti di teleriscaldamento anche a Brescia, Mantova, Verona e Reggio Emilia. La rete di teleriscaldamento di Brescia proponeva un progetto all'avanguardia a livello internazionale e fu quella che si sviluppò più velocemente rispetto alle altre, infatti alla fine del 1990 raggiunse la metà del volume teleriscaldato fino ad allora, ossia 20 milioni di m³. Oggi

questa rete di TLR risponde al fabbisogno di calore e acqua calda sanitaria del 70% degli edifici residenziali e lavorativi, grazie alla centrale di calore che utilizza come combustibile rifiuti.

Successivamente, negli anni '80 '90 sono sorte reti di questo tipo anche in altre città italiane come Roma, Cuneo, Ferrara, Cremona, Vicenza, Torino. Quest'ultima è diventata la città più teleriscaldata d'Europa, infatti oggi si conta che il 55% della popolazione si è allacciata alla rete di TLR [47].

In particolare dallo studio del GSE del 2015 si vede che il parco edilizio allacciato a reti di teleriscaldamento al 2013 è distribuito in 199 città ed è pari a 302 milioni di m³. La maggior parte delle città teleriscaldate si trova al Nord Italia, Lombardia (130,6 milioni di m³) e a seguire Piemonte, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige e infine Veneto. Per quanto riguarda l'Italia centrale, le città teleriscaldate si concentrano nel Lazio, Marche e Toscana (Figura 3.3.8) [33].

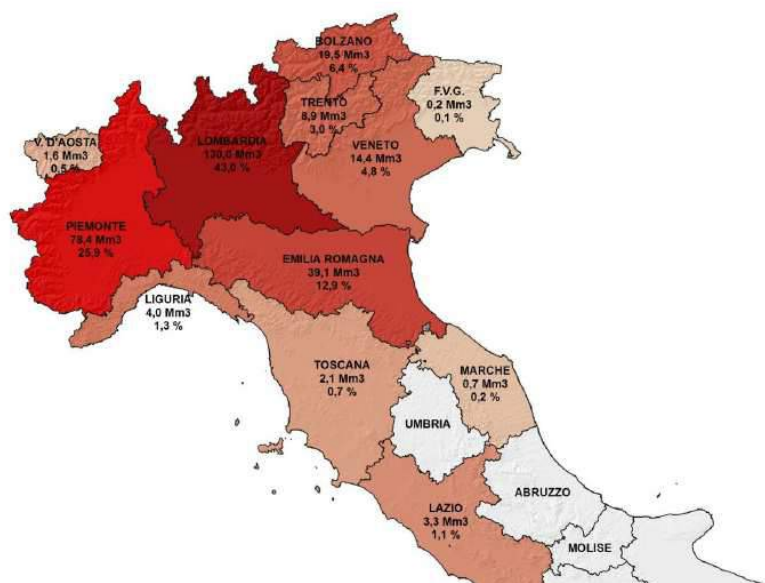


Figura 3.3. 8 Distribuzione geografica volumetria teleriscaldata in Italia nel 2013 [33]

Come di può osservare in figura 2.3.8 la fonte di energia più utilizzata per le reti di teleriscaldamento è il gas naturale che copre il 77% dell'input totale (1.474 ktep), a seguire si trovano i rifiuti solidi urbani che coprono l'11.3% del totale (217 ktep) considerando entrambe le frazioni (biodegradabile e non biodegradabile). Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, nel totale contribuiscono per il 19% ossia 372 ktep del totale [33].

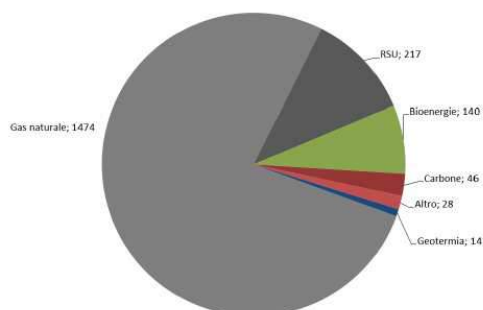


Figura 3.3. 9 Fonti energetiche usate per il TLR nel 2013 (ktep) [33]

3.3.4 Teleriscaldamento di quarta generazione

Attualmente il teleriscaldamento di quarta generazione è al centro di molte ricerche e progetti, in quanto ha l'obiettivo di migliorare le generazioni precedenti di teleriscaldamento, cercando di diminuire le perdite di calore e integrare le fonti di energia termica presenti lungo la rete come energie rinnovabili e calore di scarto.

Per fare questo si utilizzano temperature di esercizio della rete più basse rispetto ai sistemi di teleriscaldamento tradizionali, e si migliorano i componenti.

Per quanto riguarda la temperatura di distribuzione, questi reti utilizzano temperature di mandata intorno ai 50°C e di temperature di ritorno pari a 20°C. Quindi la differenza tra la temperatura media dell'acqua e la temperatura del terreno diminuisce di un fattore 2 rispetto ai sistemi di terza generazione.

Inoltre riducendo la portata di picco nella rete di distribuzione è possibile usare tubi più piccoli diminuendo ulteriormente le perdite di calore lungo la rete (di un fattore 4). Usare tubi di diametro inferiore comporta però l'aumento della pressione e tale problema si risolve con l'introduzione di pompe locali negli edifici o nella rete.

Oltre a diminuire le perdite di rete, il teleriscaldamento di quarta generazione ha l'obiettivo di recuperare calore di scarto da fonti a bassa temperatura e da rinnovabili.

Queste reti riescono ad utilizzare calore di scarto da frigoriferi industriali e da molti processi industriali a bassa temperatura, come le lavanderie industriali.

Un'altra fonte di calore molto utile viene dall'incenerimento dei rifiuti, in quanto è disponibile tutto l'anno. Per usufruire di tutto il calore proveniente dall'incenerimento è necessario avere una rete di teleriscaldamento sufficientemente grande accoppiata all'impianto.

In questo settore sono molto usate le pompe di calore geotermiche reversibili, che possono cedere o assorbire calore dalla rete a seconda delle esigenze dell'utente.

Infine per integrare l'energia da fonti rinnovabili, come il solare termico, e il calore di scarto si possono utilizzare accumuli centralizzati stagionali e decentralizzati.

Ricerche di questo tipo sono state fatte nell'ambito del programma di ricerca europeo H2020 grazie al progetto Flexynets per lo studio e la sperimentazione di soluzioni innovative di teleriscaldamento.

Questo progetto è stato avviato nel 2015 ed è coordinato dall'Istituto per le Energie rinnovabili di EURAC, Accademia Europea per la Ricerca di Bolzano [48, 49].

Lo scopo è quello di diminuire le perdite di rete abbassando la temperatura di mandata (55°C), quindi utilizzare un fluido vettore che abbia una temperatura simile a quella del terreno. Grazie a questo si diminuiscono i costi di isolamento e le perdite di rete fino al 95% rispetto alle reti di terza generazione.

Diminuisce inoltre il consumo di energia primaria del 50% grazie all'utilizzo di pompe di calore reversibili con le quali il consumo di energia finale per l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento nel residenziale diminuisce dell'80%.

Un esempio dell'utilizzo di sistemi di teleriscaldamento di quarta generazione è la città di Lodi, in particolare l'impianto solare che produce calore per le nuove piscine, gestito dallo Sporting Lodi è sovradimensionato rispetto al calore necessario alla struttura nel periodo estivo. Quindi grazie ad alcune modifiche, per il miglioramento dell'efficienza, e all'accordo con Linea Reti e Impianti, il calore in più viene inviato nella rete di teleriscaldamento. quantità di calore recuperata ad oggi è di 160 MWh/annui [50, 51, 52].



Figura 3.3. 10 Impianto Sporting Lodi [53]

3.4 Usi diretti per il riscaldamento nei diversi settori

In questa sezione si analizzeranno gli usi diretti delle fonti di energia termica nei diversi settori ma in particolare si farà riferimento al residenziale. Si fornirà un quadro generale per quanto riguarda i livelli energetici ed uso delle diverse fonti per tutti i settori, nel caso del residenziale si farà un'analisi più approfondita andando a studiare anche la parte impiantistica.

Facendo riferimento allo studio del GSE relativo all'anno 2013 [33] si osserva che nel settore industriale la fonte più utilizzata è il gas naturale ossia 10 Mtep (53,5%) del totale richiesto per la produzione di calore acqua calda sanitaria e il riscaldamento degli ambienti (18,7 Mtep). Come fonti energetiche sono state utilizzate anche le rinnovabili, per lo più biomasse solide con un contributo di 300 ktep corrispondente all'1,5 % del totale. Di seguito si può osservare una tabella il consumo in ktep per ogni fonte di energia e le relative tecnologie utilizzate.

Fonti energetiche		Tecnologie prevalenti	Dato di riferimento	ktep	%
Fonti rinnovabili	Solare termica	Collettori solari	Energia termica prodotta dai collettori solari	8	0,0%
	Biomasse solide	Caldaie	Energia termica contenuta nella biomassa	244	1,3%
	Geotermica	Impianti di prelievo e uso diretto di fluidi geotermici	Energia termica ottenuta prelevando acqua o vapore dal sottosuolo	2	0,0%
	Biogas	Caldaie	Energia termica contenuta nel biogas	20	0,1%
Rifiuti non rinnovabili		Caldaie	Energia termica contenuta nei rifiuti	281	1,5%
Prodotti petroliferi		Caldaie	Energia contenuta nei prodotti petroliferi	5.769	30,8%
Gas		Caldaie	Energia contenuta nel gas	10.030	53,5%
Carbone		Caldaie	Energia contenuta nel carbone e nei suoi derivati	2.396	12,8%
TOTALE FONTI				18.750	100%

Tabella 3.4. 1 Usi diretti per riscaldamento nelle industrie in ktep (dati da Eurostat)

Nel settore terziario l'energia termica consumata è stata circa di 9,5 Mtep totali, di cui anche in questo caso la maggior parte è proveniente dal gas naturale (7,3 Mtep) e una piccola parte da fonti rinnovabili, circa 171 ktep. Anche in questo caso si possono osservare le fonti di energia termica e i relativi consumi in ktep nella

Tabella 3.4. 2.

Fonti energetiche		Tecnologie prevalenti	Dato di riferimento	ktep	%
Fonti rinnovabili	Solare termica	Collettori solari	Energia termica prodotta dai collettori solari	34	0,4%
	Biomasse solide	Caminetti, stufe, caldaie	Energia termica contenuta nella biomassa	36	0,4%
	Geotermica	Impianti di prelievo e uso diretto di fluidi geotermici	Energia termica ottenuta prelevando acqua o vapore dal sottosuolo	77	0,8%
	Biogas	Caldaie	Energia termica contenuta nel biogas	25	0,3%
Prodotti petroliferi		Caldaie	Energia contenuta nei prodotti petroliferi	612	6,5%
Gas		Caldaie	Energia contenuta nel gas	7.259	76,7%
Energia elettrica		Pompe di calore, scaldacqua, stufe elettriche, apparecchi mobili, ecc.	Consumi di energia elettrica	1.427	15,1%
TOTALE FONTI				9.469	100%

Tabella 3.4. 2 Usi diretti per riscaldamento nel settore terziario in ktep (dati da Eurostat)

3.4.1 Settore residenziale

Si può fornire anche per il residenziale la tabella tratta dallo studio del GSE in cui si riporta per ogni fonte energetica la tecnologia utilizzata e la quantità di energia utilizzata in ktep e in % rispetto al totale:

Fonti energetiche		Tecnologie prevalenti	Dato di riferimento	ktep	%
Fonti rinnovabili	Solare termica	Collettori solari	Energia termica prodotta dai collettori solari	124	0,4%
	Biomasse solide	Caminetti, stufe, caldaie	Energia contenuta nella biomassa	6.633	23,1%
	Geotermica	Impianti di prelievo e uso diretto di fluidi geotermici	Energia termica ottenuta prelevando acqua o vapore dal sottosuolo	1	0,0%
Prodotti petroliferi		Caldaie	Energia contenuta nei prodotti petroliferi	2.709	9,4%
Gas		Caldaie	Energia contenuta nel gas	18.073	62,9%
Energia elettrica		Pompe di calore, scaldacqua, stufe elettriche, apparecchi mobili, ecc.	Consumi di energia elettrica	1.209	4,2%
TOTALE FONTI				28.750	100%

Tabella 3.4. 3 Usi diretti per riscaldamento nel settore residenziale in ktep (dati da Eurostat)

In totale (2013) sono stati usati in maniera diretta per riscaldamento acqua sanitaria, ambienti, uso cucina e raffrescamento circa 29 Mtep. Di questi come si può osservare anche dalla tabella solo una piccola parte proviene da fonti rinnovabili, ossia il 23,5% (6,8 Mtep). In particolare tra le fonti rinnovabili quella più diffusa è la biomassa solida come pellet e legna da ardere usati nelle stufe, caldaie e caminetti.

Anche in questo caso la fonte energetica più utilizzata per riscaldare ambienti e acqua sanitaria è il gas naturale con 18 Mtep (62,9%), quindi la tecnologia maggiormente diffusa in Italia per questo settore è la caldaia a gas, con sistema autonomo o centralizzato.

Altre fonti fossili usate sono ad esempio i prodotti petroliferi, usati nei sistemi a caldaie, con un consumo di energia pari a 2,7 Mtep ossia il 9,4% del totale.

Infine l'uso di energia elettrica per riscaldare o raffrescare mediante pompe di calore, stufe elettriche, apparecchi mobili e scaldacqua è pari a 1,2 Mtep (4,2%).

Di seguito si riporta uno studio condotto dall'Istat (preso dal rapporto del GSE), riferito al 2013, riguardante gli usi diretti dell'energia termica:

- “nel 2013, 21,4 famiglie italiane su 100 hanno utilizzato legna da ardere in camini aperti, camini chiusi, caldaie, stufe, ecc., per produrre calore;
- il consumo complessivo di legna da ardere nelle abitazioni supera i 17,7 milioni di tonnellate (il consumo medio annuo per famiglia è pari a circa 3,2 tonnellate). Solo il 45% delle famiglie acquista tutta la legna che utilizza: il resto delle famiglie recupera la legna, almeno in parte, in modo informale;
- nello stesso anno, 4,1 famiglie italiane su 100 hanno utilizzato pellet in caldaie, stufe, ecc. per produrre calore;
- il consumo complessivo di pellet nelle abitazioni è poco inferiore a 1,5 milioni di tonnellate (il consumo medio annuo per famiglia è pari a circa 1,4 tonnellate); in questo caso il pellet è quasi esclusivamente acquistato.”

Come già detto inizialmente, a differenza degli altri settori, nel residenziale è possibile analizzare in modo più dettagliato le tipologie impiantistiche utilizzate nelle diverse regioni grazie all'indagine campionaria effettuata dall'Istat sui consumi energetici delle famiglie italiane.

Nella

Tabella 3.4. 4 sono indicate il numero di famiglie (su un totale di 100 famiglie) per regione che hanno un impianto di riscaldamento nella propria abitazione, distinte per tipologia di impianto (autonomo, centralizzato, o apparecchi singoli, fissi o portatili).

Regioni	Impianto di riscaldamento dell'abitazione					
	Presenza				Assenza (per 100 famiglie)	Totale
	Impianto centralizzato	Impianto autonomo	Apparecchi singoli fissi o portatili	Totale (per 100 famiglie)		
Piemonte	34,4	53,3	12,3	100,0		100,0
Valle d'Aosta	31,6	47,0	21,4	100,0		100,0
Lombardia	29,4	61,6	8,9	99,8	..	100,0
Trentino-Alto Adige	34,7	48,7	19,7	100,0		100,0
Bolzano	44,5	41,0	14,4	100,0		100,0
Trento	19,8	55,7	24,5	100,0		100,0
Veneto	6,7	73,8	19,5	100,0	..	100,0
Friuli Venezia Giulia	15,4	64,7	19,9	99,0	..	100,0
Liguria	28,3	60,7	11,1	99,8	..	100,0
Emilia Romagna	12,8	79,7	7,4	99,7	..	100,0
Toscana	7,9	79,9	12,2	99,5	..	100,0
Umbria	7,5	66,7	25,8	99,3	..	100,0
Marche	4,5	81,9	13,6	99,0	..	100,0
Lazio	22,5	62,9	14,7	98,6	1,4	100,0
Abruzzo	3,4	76,2	20,4	99,7	..	100,0
Molise	4,3	73,4	22,3	99,7	..	100,0
Campania	5,6	63,0	31,4	96,3	3,7	100,0
Puglia	3,0	82,9	14,1	97,2	2,8	100,0
Basilicata	4,7	73,0	22,2	99,1	..	100,0
Calabria	3,7	64,4	31,9	95,5	4,5	100,0
Sicilia	3,8	55,6	40,7	88,4	11,6	100,0
Sardegna	8,9	32,2	58,9	95,4	4,6	100,0
Italia	15,7	65,8	18,5	98,0	2,0	100,0

Tabella 3.4. 4 Famiglie per regione e tipologia di impianto

Si vede che quasi tutte le famiglie italiane possiedono nelle proprie abitazioni un impianto di riscaldamento, ad eccezione di un 2% concentrato al Sud Italia e in particolare in Sicilia (11,6%).

Passando alla distribuzione di famiglie in base alle tipologie impiantistiche, si vede che più della metà delle famiglie italiane possiede un impianto di riscaldamento autonomo (65,8%); il 15,7 % possiede un impianto centralizzato. Per quanto riguarda gli apparecchi singoli, fissi o portatili, alimentati da energia elettrica o GPL, biomasse, gasolio, il 18,5% delle famiglie italiane utilizza questa tipologia impiantistica, con una concentrazione maggiore in Sardegna perché non è collegata alla rete di distribuzione del gas naturale. Questi apparecchi sono molto diffusi nelle regioni meridionali e molto meno in quelle settentrionali a parte la Valle d'Aosta con il 21,4% delle abitazioni che possiede un impianto di questo tipo.

Infine gli impianti centralizzati sono maggiormente diffusi nelle regioni del Nord Italia (ad eccezione del Veneto) e soprattutto in Trentino Alto-Adige in cui solo nella provincia di Bolzano il 44,5% utilizza impianti di questo tipo.

Dalle tabelle precedenti e da quella sottostante si osserva come il gas naturale sia ad oggi la fonte più usata per l'alimentazione di caldaie autonome e centralizzate in ambito domestico. In particolare poco più del 70% delle famiglie italiane utilizza caldaie a gas naturale per il riscaldamento e 6584 comuni sono interessati dalla distribuzione del gas (tabelle 2.4.5 e 2.4.6). Si può osservare che nelle regioni settentrionali un terzo del gas è distribuito in Lombardia ossia circa 2 migliaia di Smc di gas viene distribuito per ogni cliente per un totale di 4,5 milioni di clienti. Anche il Piemonte conta la stessa distribuzione per cliente però con una diversa distribuzione a livello regionale. Infine per quanto riguarda le regioni meridionali, la Campania è la regione con il numero di comuni metanizzati maggiore (430).

Riguardo a questo si può fare un'ultima osservazione, ossia che nelle regioni in cui si utilizza meno gas rispetto alla media, si ricorre ad altre fonti di energia, prima fra tutte la biomassa solida usata nei camini o nelle stufe.

3. Cogenerazione

Regioni	Riscaldamento abitazione					
	Metano	Energia elettrica	Biomasse	GPL	Gasolio	Totale
Piemonte	74,5	1,1	15,9	3,4	5,1	100,0
Valle d'Aosta	30,5	2,2	23,4	10,9	33,0	100,0
Lombardia	87,0	1,0	7,2	1,5	3,3	100,0
Trentino-Alto Adige	51,9	2,0	28,7	2,3	15,1	100,0
Bolzano	45,4	2,1	32,2	1,9	18,4	100,0
Trento	57,6	1,9	25,5	2,9	12,1	100,0
Veneto	72,3	1,5	18,1	3,9	4,2	100,0
Friuli-Venezia Giulia	70,8	0,5	19,5	3,6	5,6	100,0
Liguria	77,0	4,1	9,6	3,0	6,3	100,0
Emilia-Romagna	87,4	0,6	7,2	4,0	0,8	100,0
Toscana	78,3	1,6	12,7	3,2	4,2	100,0
Umbria	56,5	1,1	32,8	6,9	2,7	100,0
Marche	76,3	2,3	15,0	4,6	1,8	100,0
Lazio	74,6	6,1	10,7	5,3	3,3	100,0
Abruzzo	70,7	2,9	23,4	2,2	..	100,0
Molise	68,4	1,4	27,7	1,6	..	100,0
Campania	53,7	10,6	18,7	15,2	1,8	100,0
Puglia	78,7	3,6	11,5	3,4	2,8	100,0
Basilicata	64,6	2,3	30,2	2,0	..	100,0
Calabria	47,0	7,9	33,3	10,7	1,1	100,0
Sicilia	52,2	24,1	7,9	14,7	..	100,0
Sardegna	..	19,7	40,2	21,2	18,9	100,0
Italia	70,9	5,1	14,5	5,8	3,7	100,0

Tabella 3.4. 5 Fonti utilizzate per il riscaldamento domestico per regione

Regione	Comuni metanizzati	Distribuzione regionale gas (migliaia di Smc)	Numero clienti
Abruzzo	296	710.934	601.658
Basilicata	127	194.471	183.367
Calabria	280	270.460	355.634
Campania	430	983.987	1.242.964
Emilia Romagna	339	4.347.001	2.116.732
Friuli Venezia Giulia	184	861.492	507.590
Lazio	312	2.105.973	2.143.953
Liguria	150	893.230	840.235
Lombardia	1.443	8.963.037	4.560.955
Marche	222	826.935	627.263
Molise	133	128.429	120.994
Piemonte	1.031	3.784.455	1.938.537
Puglia	250	1.056.089	1.233.562
Sicilia	322	638.022	935.360
Toscana	240	2.205.039	1.467.352
Trentino Alto Adige	184	652.864	256.847
Umbria	86	519.700	329.480
Valle d'Aosta	24	46.643	19.976
Veneto	541	4.075.288	1.953.492
Italia	6.594	33.364.049	21.435.951

Tabella 3.4. 6 Comuni metanizzati e distribuzione di gas in Smc

Si possono fare osservazioni analoghe per il riscaldamento dell'acqua in ambito residenziale, nella tabella sottostante si può osservare la tipologia di impianti usati per la produzione di ACS per regione e per famiglie. In particolare si vede che quasi la totalità delle famiglie italiane possiede un impianto per il riscaldamento dell'acqua (99,3%)

3. Cogenerazione

Regioni	Presenza						Assenza (per 100 famiglie)	Totale
	Impianto centralizzato	Impianto autonomo	Scaldabagni/scaldacqua			Totale (per 100 famiglie)		
			Elettrici	A metano	Ad altre fonti			
Piemonte	11,5	67,3	10,0	9,6	1,6	99,6	0,4	100,0
Valle d'Aosta	16,3	60,4	21,4	0,9	1,0	98,9	1,1	100,0
Lombardia	8,6	70,4	6,3	13,9	0,8	99,9	0,1	100,0
Trentino-Alto Adige	26,4	64,2	5,7	1,1	2,6	99,8	0,2	100,0
Bolzano	36,5	50,8	7,7	1,3	3,7	99,8	0,2	100,0
Trento	17,2	76,4	3,9	1,0	1,6	99,8	0,2	100,0
Veneto	3,4	90,6	2,9	2,1	0,9	98,8	1,2	100,0
Friuli Venezia Giulia	10,0	79,2	8,5	1,3	1,0	99,0	1,0	100,0
Liguria	13,3	68,3	9,9	7,6	0,9	99,5	0,5	100,0
Emilia Romagna	8,4	85,3	3,3	2,6	0,3	99,5	0,5	100,0
Toscana	2,9	85,8	8,7	2,2	0,5	99,7	0,3	100,0
Umbria	4,2	82,3	10,3	0,9	2,3	98,5	1,5	100,0
Marche	2,0	91,4	4,3	0,6	1,7	99,6	0,4	100,0
Lazio	4,3	67,7	23,4	3,9	0,7	99,5	0,5	100,0
Abruzzo	2,3	88,6	4,3	3,0	1,8	99,2	0,8	100,0
Molise	3,1	84,6	8,6	1,8	1,8	98,7	1,3	100,0
Campania	1,6	74,2	17,1	4,4	2,7	98,7	1,3	100,0
Puglia	2,1	83,0	13,2	1,2	0,5	99,6	0,4	100,0
Basilicata	2,6	84,5	9,5	0,7	2,7	98,2	1,8	100,0
Calabria	2,8	65,3	27,1	2,0	2,9	98,4	1,6	100,0
Sicilia	2,1	54,7	36,8	4,6	1,8	99,1	0,9	100,0
Sardegna	0,6	42,9	46,4	0,0	10,1	97,7	2,3	100,0
Italia	5,8	73,9	13,6	5,3	1,5	99,3	0,7	100,0

Tabella 3.4. 7 Tipologia di impianto per il riscaldamento dell'acqua per regione e famiglie

4. Accumulo termico

4.1 Tipologie di accumulo termico

In questo capitolo si analizzeranno le diverse tipologie di accumulo termico, i vantaggi che esso può portare nei vari ambiti di applicazione e il legame con gli impianti cogenerativi.

L'accumulo di energia termica è molto importante in diversi settori, come ad esempio nel residenziale, perché può migliorare la flessibilità e l'efficienza dei sistemi energetici in cui viene utilizzato. Per fare questo sono ad oggi disponibili molti metodi e materiali per accumulare energia termica, tenendo presenti sia gli aspetti economici sia quelli ambientali.

L'accumulo termico è di fondamentale importanza quando c'è una differenza in termini di tempo, luogo, potenza tra la domanda e la produzione di energia termica, quando la produzione di energia non è costante e per compensare i momenti in cui si hanno picchi di produzione ma carenza di domanda.

In particolare per accumulo termico si intende l'immagazzinamento di energia termica prodotta da una sorgente naturale o artificiale mediante la variazione dell'energia interna del mezzo di accumulo in diverse forme: sensibile, latente, tramite reazioni termochimiche [54].

Prima di passare all'analisi più dettagliata delle tipologie di accumulo in base allo scambio termico, si vuole analizzare e schematizzare in senso generale il funzionamento di un processo di accumulo termico (figura 4.1.1)

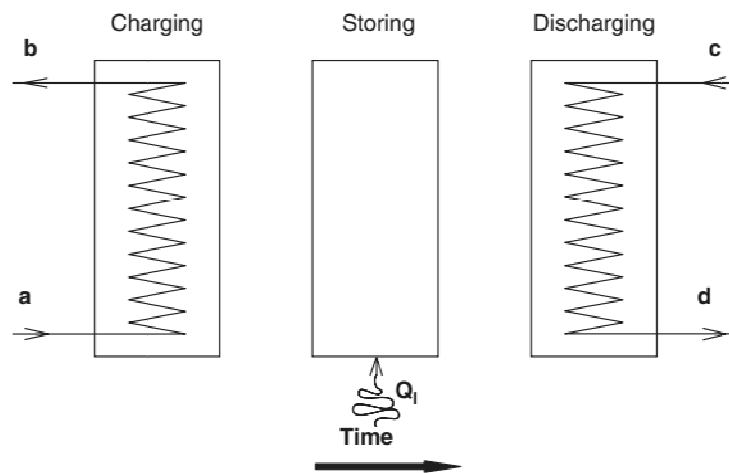


Figura 4.1. 1 Fasi processo di accumulo [55, 56]

Si osserva come il processo può essere suddiviso in tre fasi [56, 55]:

- Fase di carica (charging): l'energia termica a disposizione viene trasferita all'interno del mezzo di accumulo.
- Fase di stoccaggio(storing): ossia la conservazione dell'energia per un certo tempo.
- Fase di scarica(discharging): rilascio dell'energia termica dal mezzo di accumulo per l'uso finale.

Esistono diversi metodi per classificare i sistemi di accumulo che si vedranno di seguito brevemente.

Temperatura di esercizio [57]:

- alta temperatura per impianti che lavorano oltre i 200°C (HTTES, High Temperature Thermal Energy Storage);
- bassa temperatura per impianti che lavorano con temperature comprese tra i 10°C e i 200°C (LTTES, Low Temperature Thermal Energy Storage);
- accumulo termico freddo per applicazioni con temperature inferiori ai 20°C (CTES, Cold Thermal Energy Storage).

Ore di esercizio [58]:

- accumulo termico a breve termine, ossia i sistemi di accumulo con ciclo giornaliero fino a un massimo di sette giorni;
- accumulo termico a lungo termine o stagionale, cioè sistemi che hanno una capacità di stoccaggio di tre o quattro mesi.

1. Tipologia di scambio termico [59]:

- calore sensibile, utilizzato molto nei sistemi di accumulo per edifici e il suo funzionamento è basato sulla variazione di temperatura del mezzo accumulatore che subisce una variazione di energia interna senza variazione di fase (SHTES, Sensible Heat Thermal Energy Storage);
- calore latente, consiste nell'immagazzinare calore attraverso il cambiamento di fase di una sostanza liquida o solida (LHTES, Latent Heat Thermal Energy Storage);
- accumulo termochimico, in cui tramite la rottura e la formazione di legami molecolari viene ceduta o assorbita energia (TCTES, Thermo-chemical Thermal Energy Storage).

L'ultima classificazione è quella più utilizzata e nei prossimi paragrafi saranno approfondite queste tre tipologie di accumulo termico.

4.1.1 Accumulo termico tramite calore sensibile

Questo tipo di accumulo è basato sulla variazione di temperatura del mezzo tramite cui si accumula energia termica che può essere un liquido come acqua o olio, oppure un solido come sabbia, roccia o il terreno.

La quantità di calore accumulata [J] si può esprimere con la seguente formula [60]:

$$Q = m * c_p * \Delta T$$

dove:

- m è la massa del materiale di accumulo espressa in [kg], spesso si può trovare come prodotto del volume (V) per la densità (ρ) del materiale;
- c_p è il calore specifico del materiale espresso in $\left[\frac{J}{kg^{\circ}C}\right]$;
- ΔT è la variazione di temperatura espressa in $^{\circ}C$.

Per sistemi di questo tipo è importante che il materiale usato per accumulare energia termica abbia una buona capacità termica specifica ($\rho * c_p$). Altre proprietà importanti per l'accumulo sensibile sono la conducibilità (λ) e la diffusività (α) termiche, la pressione del vapore, le temperature di esercizio, il coefficiente di perdita del calore che è funzione del rapporto tra l'area superficiale e il volume, la compatibilità dei materiali di tutti i componenti e infine i costi [55].

Come si diceva inizialmente ci sono diversi materiali che possono essere usati per l'accumulo termico (Tabella 4.1.1), in particolare un materiale oltre ad avere una buona capacità termica deve essere economico e reperibile facilmente.

<i>Material</i>	<i>Density (kg m⁻³)</i>	<i>Specific heat (J kg⁻¹ K⁻¹)</i>	<i>Volumetric thermal capacity ($\times 10^6$, J m⁻³ K⁻¹)</i>
Clay	1458	879	1.28
Brick	1800	837	1.51
Sandstone	2200	712	1.57
Wood	700	2390	1.67
Concrete	2000	880	1.76
Glass	2710	837	2.27
Aluminum	2710	896	2.43
Iron	7900	452	3.57
Steel	7840	465	3.68
Gravelly earth	2050	1840	3.77
Magnetite	5177	752	3.89
Water	988	4182	4.17

Tabella 4.1. 1 Proprietà dei materiali di accumulo a 20°C [55]

Per questo motivo l'acqua viene considerata tra i materiali migliori, ma può essere sfruttata solo fino a temperature di 100°C. Infatti a causa dell'elevata pressione di vapore, se si vuole utilizzare acqua come materiale di accumulo, ad alte temperature, il contenitore di stoccaggio richiede isolamento termico e resistenza ad elevate pressioni.

Oltre i 100°C di solito si utilizzano altri materiali come oli, sali fusi, metalli liquidi oppure materiali solidi come rocce, minerali, metalli, calcestruzzo che possono essere riscaldati fino a 1000°C.

Per quanto riguarda l'accumulo termico mediante liquidi, come si diceva sopra il liquido più usato è l'acqua per le sue caratteristiche. In particolare l'accumulo di acqua è una tecnologia usata da anni sia per il riscaldamento, sia per il raffreddamento con serbatoi di accumulo stagionali, inoltre oggi è di grande diffusione in quanto viene utilizzato nei sistemi solari domestici.

In generale il sistema di stoccaggio (a calore sensibile) è costituito da un mezzo di accumulo, un contenitore isolato, dispositivi di ingresso e uscita e un fluido termovettore per mezzo del quale viene trasferito calore. I materiali usati per la costruzione del serbatoio sono ad esempio acciaio o calcestruzzo, mentre l'isolamento è fatto in fibra di vetro, poliuretano o lana minerale con spessori che possono variare dai 10 ai 20 cm.

Come si diceva prima oltre all'acqua esistono altri liquidi che si possono usare per l'accumulo come ad esempio alcuni olii e i sali fusi che lavorano con temperature maggiori rispetto a quella dell'acqua. Gli olii più usati sono il Dowtherm e il Therminoil, però hanno costi elevati e nel tempo possono degradarsi se utilizzati a temperature maggiori rispetto a quella massima di utilizzo. Per temperature ancora più elevate si usano Sali fusi come ad esempio il sale solare, un sale binario composto dal 60% di NaNO_3 e dal 40% di KNO_3 , che fonde a 221°C e viene mantenuto liquido a 288°C in un serbatoio di accumulo isolato. Un altro esempio è l'HitecXL, un sale ternario composto per il 48% di $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, il 7% da NaNO_3 e il 45% di KNO_3 , che opera sopra il proprio punto di fusione (130°C). L'utilizzo di sali fusi comporta degli svantaggi soprattutto in applicazioni come gli impianti solari, infatti presentano un punto di fusione elevato, anche sopra i 120°C, comportando possibili problemi di congelamento all'interno delle tubazioni e quindi si ha la necessità di far circolare calore nei circuiti anche quando l'impianto non funziona. Un altro svantaggio è legato alla bassa densità di questi materiali, quindi per fornire l'energia richiesta nelle applicazioni ad alta temperatura ci vogliono elevati volumi per soddisfare la richiesta e questo comporta anche costi elevati. Ecco perché l'acqua risulta essere il liquido più sicuro, economico e facilmente reperibile per l'accumulo termico tramite calore sensibile.

Per quanto riguarda i materiali solidi, quelli più usati sono le rocce, il calcestruzzo, i mattoni e il terreno asciutto e bagnato. I materiali solidi sotterranei come il terreno o le rocce possono accumulare calore fino a 80°C con una capacità di stoccaggio pari a 108 MJ/m³, il calcestruzzo invece accumula calore da 30° a 70°C con una capacità di 95 MJ/m³. Lo svantaggio principale di utilizzare solidi per lo stoccaggio è la minor capacità termica rispetto all'acqua, quindi da un lato quest'ultima è migliore come mezzo di accumulo termico, dall'altro però i costi bassi dei materiali solidi, li rendono una tecnologia competitiva sul mercato. Di

seguito sono riportati alcuni materiali usati per l'accumulo di energia termica con le rispettive caratteristiche [59, 58, 61, 55].

Storage medium	Temperature		Average density (kg/m ³)	Average heat conductivity (W/m K)	Average heat capacity (kJ/kg K)	Volume specific heat capacity (kWh _t /m ³)	Costs per kg (US\$/kg)	Costs per kWh _t (US\$/kWh _t)
	Cold (°C)	Hot (°C)						
Solid storage medium								
Sand-rock-mineral oil	200	300	1700	1	1.3	60	0.15	4.2
Reinforced Concrete	200	400	2200	1.5	0.85	100	0.05	1
NaCl (solid)	200	500	2160	7	0.85	150	0.15	1.5
Cast iron	200	400	7200	37	0.56	160	1	32
Silica fire bricks	200	700	1820	1.5	1	150	1	7
Magnesia fire bricks	200	1200	3000	1	1.15	600	2	6
Liquid storage medium								
HITEC solar salt	120	133	1990	0.60	—	—	—	—
Mineral oil	200	300	770	0.12	2.6	55	0.3	4.2
Synthetic oil	250	350	900	0.11	2.3	57	3	42
Silicon oil	300	400	900	0.1	2.1	52	5	80
Nitrite salts	250	450	1825	0.57	1.5	152	1	12
Nitrate salts	265	565	1870	0.52	1.6	250	0.5	3.7
Carbonate salts	450	850	2100	2	1.8	430	2.4	11
Liquid sodium	270	530	850	71	1.3	80	2	21

Tabella 4.1. 2 Caratteristiche materiali solidi e liquidi per accumulo termico sensibile [57]

4.1.2 Accumulo termico tramite calore latente

L'accumulo termico attraverso calore latente consiste nel rilascio o assorbimento di calore durante il processo di cambiamento di fase di una sostanza da solida a liquida o da liquida a gas e viceversa. La sostanziale differenza con il processo precedente è che l'accumulo di calore attraverso il materiale di stoccaggio avviene mantenendo quasi costante la propria temperatura alla temperatura di fusione (temperatura di cambio fase) [55].

L'energia totale che può essere accumulata durante il processo è pari a [55] :

$$Q = m * \Delta h$$

Dove:

- Q è l'energia accumulabile espressa in [J];
- m è la massa della sostanza di accumulo espressa in [kg];
- Δh è l'entalpia di cambiamento di fase, chiamata anche entalpia o calore di fusione λ espressa in [J/kg].

Nel caso in cui non si possa operare a temperatura costante di fusione , il processo può avvenire in range di temperatura più ampio, quindi con una temperatura variabile tra T_i iniziale e T_f finale, includendo anche la temperatura di fusione T_m . Questo vuol dire che nel processo complessivo si deve considerare oltre al calore latente anche una frazione di calore sensibile [57, 59]:

$$Q = \int_{T_i}^{T_m} mc_{p,s}dT + m\lambda + \int_{T_m}^{T_f} mc_{p,l}dT$$

Dove:

- $c_{p,s}$ è il calore specifico a pressione costante del materiale nella fase solida $\left[\frac{kJ}{kgK}\right]$;
- $c_{p,l}$ è il calore specifico a pressione costante del materiale nella fase liquida $\left[\frac{kJ}{kgK}\right]$.

I sistemi di accumulo mediante calore latente sono considerati più efficienti rispetto ai sistemi di accumulo tramite calore sensibile, in quanto con il calore latente si riescono ad ottenere densità di energia superiori con differenze di temperatura limitate e quindi ingombri inferiori. Lo svantaggio è la difficoltà maggiore per quanto riguarda la trasmissione del calore e la scelta dei materiali. Infatti le sostanze utilizzate per l'accumulo e il cambiamento di fase, richiedono materiali per la costruzione del serbatoio più costosi e che

presentino le seguenti caratteristiche: flessibilità meccanica, resistenza alla corrosione, stabilità termica e strutturale e flessibilità.

Altre caratteristiche importanti che i materiali PCMs (*Phase Change Materials*) devono possedere per essere adatti a questo tipo di scambio termico sono le seguenti [57]:

1. Proprietà termiche:
 - alto calore latente per unità di massa;
 - alto calore specifico;
 - elevata conducibilità sia per la fase solida sia per la liquida.
2. Proprietà fisiche:
 - densità di energia elevata;
 - variazione di densità bassa durante il cambiamento di fase;
 - nessun sottoraffreddamento durante il congelamento.
3. Proprietà chimiche:
 - Stabilità chimica;
 - non ci deve essere decomposizione chimica;
 - compatibilità con i materiali del serbatoio di accumulo;
 - non deve essere tossico, infiammabile ed esplosivo.
4. Aspetto economico:
 - non deve essere troppo costoso;
 - si deve trovare facilmente.

I materiali PCMs maggiormente utilizzati nelle applicazioni costruttive sono le paraffine, i sali idrati e le miscele eutettiche [62, 57].

La *paraffina* è un idrocarburo solido la cui formula chimica è C_nH_{2n+2} (dove n è compreso tra 20 e 30), è cioè costituita da catene di n -alcani $CH_3-(CH_2)-CH_3$. In particolare il processo che rilascia la maggior parte di calore latente è la cristallizzazione del legame CH_3 e la loro capacità di accumulare calore latente è di circa 170 MJ/m^3 . Questi materiali sono disponibili per un largo range di temperature di fusione, sono facili da trovare, economici, non corrosivi, sono chimicamente inerti e stabili sotto i 500°C , presentano minimi cambiamenti di volume durante il cambiamento di fase e infine una bassa tensione di vapore. Per contro però hanno una bassa conduttività termica, una leggera infiammabilità e non possono essere utilizzate all'interno di serbatoi in plastica.

I *Sali idrati* sono costituiti da sali inorganici a acqua ($AB \cdot xH_2O$), il cambiamento di fase solido-liquido in questo caso consiste in una disidratazione del sale, ossia il sale idrato sciogliendosi forma un sale con un numero inferiore di moli d'acqua. Il problema principale di questi materiali si ha durante la fase di rilascio di molecole d'acqua che potrebbero non essere sufficienti a disciogliere completamente il sale a causa della differenza di densità. Se ad ogni ciclo di carica/scarica una quantità di sale precipita sul fondo del serbatoio, non potendo essere utilizzata nuovamente viene persa definitivamente riducendo così la capacità termica del sistema. Una seconda problematica riguarda le basse proprietà di nucleazione che causano un sottoraffreddamento del liquido prima che avvenga la nucleazione.

Per quanto riguarda i vantaggi invece:

- sono compatibili con diverse tipologie di plastiche e non sono corrosivi;
- sono abbastanza economici e si trovano con più facilità rispetto ai materiali organici (paraffine, miscele eutettiche);
- infine hanno una buona stabilità ad alte temperature consentendo alle applicazioni come il solare a concentrazione (CSP) di operare a temperature più elevate migliorando quindi il rendimento di ciclo e diminuendo il costo dell'energia elettrica.

Ci sono diverse modalità per risolvere le problematiche di questi materiali, come ad esempio: l'incapsulamento dei PCMs, l'aggiunta di particelle solide (ossidi metallici, materiali metallici) in sospensione con lo scopo di aumentare la conducibilità della nuova miscela.

Per quanto riguarda l'incapsulamento di tali materiali si può suddividere in due categorie, il macroincapsulamento e il microincapsulamento. Entrambe hanno lo scopo di proteggere il materiale dalla corrosione, interazioni tra l'ambiente e il materiale stesso e infine garantisce una certa flessibilità.

Il macroincapsulamento consiste nel mettere il materiale PCM all'interno di sfere, tubi, pannelli e altre tipologie di contenitori. Questi a loro volta possono essere incorporati all'interno di altri elementi o essere usati direttamente come scambiatore di calore.

La seconda tipologia di incapsulamento consiste nel ricoprire ogni particella solida da un film sottile di polimeri [63].

4.1.3 Accumulo termochimico

In questo caso, come già detto inizialmente, l'accumulo di calore avviene grazie al rilascio o assorbimento di energia delle reazioni chimiche reversibili. Il vantaggio principale di tali sistemi di accumulo termico è l'elevata densità di energia che si ottiene dalle reazioni reversibili, che può essere anche più alta rispetto a quella ottenuta con altri processi di stoccaggio termico.

Il principio di funzionamento si basa sulla seguente reazione chimica reversibile [60]:



Il parametro C corrisponde a un materiale termochimico che assorbendo energia viene convertito in due componenti separati A e B. La reazione inversa avviene quando viene richiesto calore, ossia A e B si combinano formando C e rilasciando energia che viene recuperata dallo stoccaggio di calore.

La quantità di energia accumulabile si può esprimere nel modo seguente:

$$Q = a_r * m * \Delta h_r$$

Dove:

- Q è l'energia accumulabile espressa in [J];
- m è la massa dei reagenti espressa in [kg];
- a_r è la frazione convertita;
- Δh_r è il calore endotermico di reazione espresso in [J/kg].

Per quanto riguarda i materiali, come si può osservare dalla seguente figura, viene fatta una classificazione in base al processo coinvolto [59] in:

- reazioni chimiche;
- assorbimento fisico.

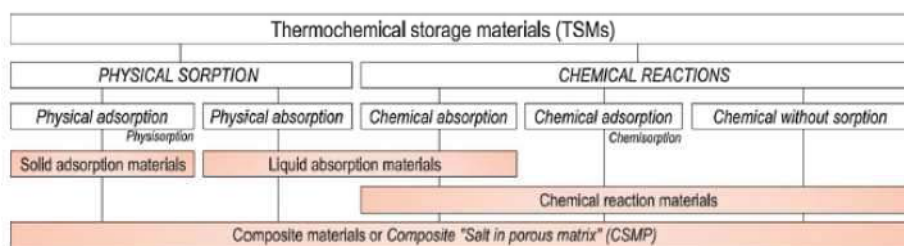


Figura 4.1. 2 Classificazione materiali per accumulo termochimico [59]

Solitamente si utilizzano gel di silice e zeolite per l'adsorbimento fisico (materiali solidi), mentre per l'assorbimento fisico e l'assorbimento chimico si usano materiali liquidi.

Questi materiali sono stati testati in diversi progetti per l'accumulo di energia termica nel settore edile, per quanto riguarda i gel di silice e gli zeoliti, tra quelli usati si trovano: il gel di silice 127B, gli zeoliti 4A, 5A, 13X, NaX. Essi sono stati utilizzati all'interno di cicli ad adsorbimento chiusi e aperti con il risultato che lo zeolite 13X è stato identificato come uno dei migliori materiali per questo tipo di stoccaggio, grazie all'elevata capacità di assorbimento dell'acqua.

I materiali liquidi più usati invece sono: cloruro di litio (LiCl), cloruro di calcio (CaCl_2), idrossido di sodio (NaOH), bromuro di litio (LiBr). Tali sostanze sono state provate in cicli ad assorbimento chiusi e presentano densità di energia più elevate rispetto alle sostanze solide [59].

4.2 Applicazioni per edifici residenziali

4.2.1 Accumulo termico stagionale e giornaliero

In questo paragrafo si vedranno due tipologie di accumulo termico sensibile:

- accumulo termico stagionale;
- accumulo termico giornaliero.

Come si è già detto al paragrafo 4.1 per utenze civili le applicazioni più utilizzate sono costituite da un impianto solare da cui viene generato calore che poi sarà accumulato e utilizzato per soddisfare le esigenze di riscaldamento e acqua calda sanitaria di utenze civili.

E' possibile generare calore non solo da centrali solari, ma anche da impianti cogenerativi come nel caso studiato in questa tesi. Infatti l'impianto considerato è un ciclo Rankine a fluido organico cogenerativo di Zuccato Energia, di cui si è parlato nel capitolo 3.

Prima di analizzare le caratteristiche principali che devono avere le due tipologie di accumulo, si può fare un breve confronto tra l'accumulo stagionale e quello giornaliero. I sistemi di stoccaggio a lungo termine devono essere più grandi rispetto a quelli giornalieri, infatti come riportato nell'articolo [64], la capacità di stoccaggio per unità di area del collettore deve essere di due o tre ordini di grandezza più grande per l'accumulo stagionale rispetto a quello giornaliero.

I sistemi ad accumulo termico stagionale devono rispondere a una serie di requisiti, di cui si è parlato anche nei paragrafi precedenti ossia:

- ridotte perdite di calore in quanto il periodo di stoccaggio è a lungo termine;
- elevata capacità termica specifica in modo da ottenere una densità energetica alta, importante soprattutto nel residenziale per definire costi e spazi usati;
- il costo del mezzo di accumulo deve essere basso per non avere un costo finale elevato perché la quantità di calore da accumulare (elevata) richiede una grande quantità di materiale.

Per quanto riguarda le perdite di calore, per ridurle è necessario che il rapporto tra area e volume del serbatoio di accumulo sia basso, infatti esse sono proporzionali all'area, mentre l'energia accumulata dipende dal volume del serbatoio, ossia dalla sua massa.

L'accumulo tramite calore sensibile può avvenire tramite liquidi o solidi come si è visto nel paragrafo 4.1.1, in questa sezione si vedranno più nel dettaglio le tipologie di accumulo termico con acqua.

1. Accumulo in serbatoi d'acqua

Come si è già visto al paragrafo 4.1.1 i serbatoi d'acqua o cisterne possono essere costituiti da diversi materiali come alluminio, acciaio, cemento armato e vetroresina, successivamente isolati per diminuire le perdite termiche verso l'esterno. L'isolamento non riguarda solo il serbatoio contenente l'acqua, ma anche le

tubazioni che partono e arrivano al serbatoio. Se non si ha un buon isolamento termico, si ottiene un sistema poco efficiente in inverno e in estate a causa del riscaldamento degli ambienti circostanti. Inoltre è possibile utilizzare non solo serbatoi artificiali per l'accumulo di calore, ma anche cavità naturali sotterranee all'interno delle quali viene immessa acqua oppure se è già presente si usa come mezzo di accumulo.

Il calore viene trasportato dentro e fuori dal serbatoio attraverso un flusso di acqua che entra ed esce dal serbatoio oppure grazie a un fluido che circola in uno scambiatore di calore posto all'interno del serbatoio di accumulo. Di seguito si possono osservare le diverse modalità con cui può avvenire l'accumulo di energia termica con serbatoi di acqua [64, 65].

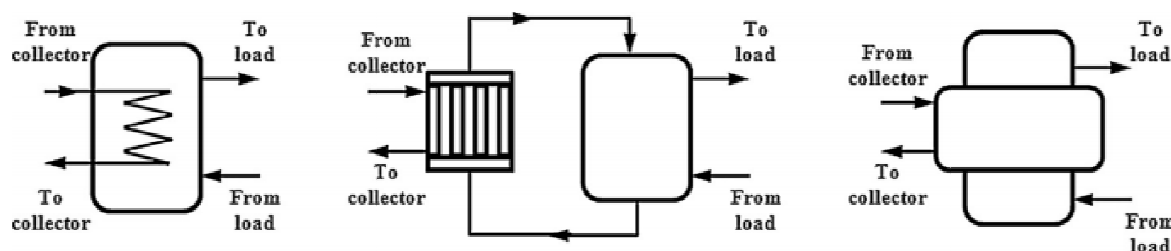


Figura 4.2. 1 Scambiatore a spirale immerso, scambiatore esterno a fasci tubieri, scambiatore a mantello

La prima configurazione è costituita da uno scambiatore di calore a spirale posto nella parte bassa del serbatoio in modo da sfruttare la differenza di temperatura che si crea tra il fluido caldo che arriva da un impianto solare o (come nel caso di tale trattato) da un impianto cogenerativo e il fluido più freddo che invece arriva dal carico. In questo modo all'interno del serbatoio si forma una temperatura uniforme, ma l'ideale sarebbe avere una distribuzione di temperatura stratificata per una migliore efficienza come si vedrà in seguito. Infatti questo tipo di configurazione viene utilizzata in particolari applicazioni servendosi di scambiatori di calore specifici.

La seconda configurazione è costituita da uno scambiatore a fasci tubieri posto all'esterno dello stoccaggio, in modo da poter utilizzare serbatoi standard e meno costosi rispetto al caso precedente. Questo tipo di accumulo è molto utilizzato in nord America nei sistemi solari termici indiretti in cui una pompa di circolazione fa circolare l'acqua dallo stoccaggio allo scambiatore e l'altra invece serve per inviare un fluido antigelo nei collettori solari. E' possibile fare una leggera modifica a questo sistema togliendo la pompa di circolazione nel circuito idraulico serbatoio-scambiatore usando la convezione naturale.

Infine la terza tipologia di sistema è costituita da uno scambiatore a mantello ossia un serbatoio di stoccaggio con una doppia parete che permette il trasferimento del calore all'acqua (per l'utenza) nel serbatoio di stoccaggio, facendo circolare il fluido attraverso il mantello ossia nello spazio costituito dalle due pareti. Questo sistema da un lato permette di avere un'area di scambio termico grande aumentando quindi le prestazioni, dall'altro richiede serbatoi specializzati e costosi [64, 65].

2. Accumulo in falde acquifere

Il sistema di accumulo termico in falde acquifere (ATES, Aquifer Thermal Energy Storage) utilizza come mezzo di accumulo l'acqua presente nelle falde, ossia cavità geologiche che si formano naturalmente, all'interno delle quali viene immagazzinata l'acqua grazie alla presenza di strati di materiali impermeabili come rocce e argilla che ricoprono le cavità.

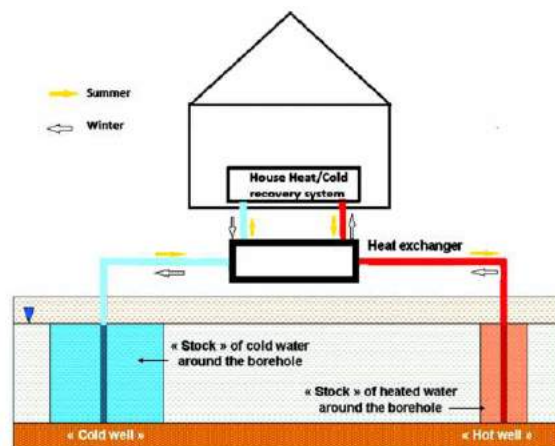


Figura 4.2. 2 Principio stoccaggio da falde acquifere [66]

Per prelevare l'acqua dalle falde acquifere si utilizzano pozzi di estrazione e di iniezione e grazie a uno scambiatore di calore viene trasferita energia termica alle utenze ed in particolare viene utilizzata da impianti presso gli utenti come ad esempio pompe di calore (Figura 4.2. 2). Successivamente l'acqua utilizzata viene immessa o in acquiferi superficiali o in una falda più sottterranea diversa da quella di estrazione.

Si può osservare inoltre dalla stessa figura che è possibile utilizzare come stoccaggio termico l'acqua di falda sia per il riscaldamento invernale, sia per il raffreddamento in estate invertendo il ciclo.

Questi sistemi sono semplici da costruire e poco costosi in quanto l'utilizzo di falde naturali non comporta pesanti scavi e la costruzione di un serbatoio per l'acqua. Bisogna però considerare anche gli aspetti negativi ossia i possibili danni che si possono arrecare all'ambiente causati dal riscaldamento o raffreddamento dell'acqua all'interno dello stoccaggio e in particolare se la rimozione di calore non è compensata da una stessa quantità immessa causando uno scompenso termico [66, 64, 56, 67].

3. Accumulo in stagni solari

Gli stagni o laghi solari (*solar ponds*) sono stati introdotti in Israele nel 1960 e possono utilizzare o uno stagno naturale o artificiale. Un sistema di questo tipo può suddividere in tre zone: la parte superiore è la zona convettiva (UCZ, Upper Convective Zone) costituita da salamoia a bassa salinità, la zona intermedia è quella non convettiva (NCZ, Non Convective Zone) con un grado di salinità leggermente superiore rispetto al precedente in modo che l'acqua in superficie sia meno salata rispetto all'acqua nella parte inferiore dello stagno. Infine l'ultima sezione è la zona convettiva inferiore (LCZ, Lower Convective Zone) che è quella a maggior concentrazione di sale. E' importante che il fondo del lago abbia una concentrazione di sale maggiore perché se si scalda, grazie ai raggi solari, il calore non viene disperso in atmosfera ma rimane intrappolato nel fondo, mentre l'acqua più fresca in superficie agisce da isolante.

Infatti in un lago o stagno ordinale l'acqua in superficie viene riscaldata dal sole, ma essendo più leggera sale scambiando calore con l'atmosfera raffreddandosi [64, 66].

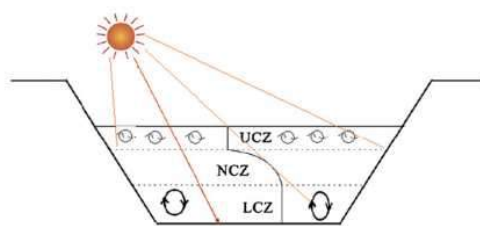


Figura 4.2. 3 Principio di funzionamento stagno solare [66]

Le caratteristiche principali che devono avere sono:

- acqua pulita per garantire la massima penetrazione dei raggi solari;
- fondo del lago deve essere scuro per assorbire più radiazioni possibili;
- aggiunta di sale per rendere più densa la parte inferiore dello stagno.

L'accumulo termico sensibile giornaliero consiste nell'accumulare calore per periodi più brevi rispetto all'accumulo stagionale e viene utilizzato molto per il riscaldamento di ambienti negli edifici. Le modalità di accumulo maggiormente diffuse sono tramite solidi e tramite liquidi. I mezzi di accumulo solidi più diffusi sono mattoni, calcestruzzo e sabbia, mentre il mezzo di accumulo liquido più usato è l'acqua in serbatoi o cisterne. Il funzionamento dei serbatoi di acqua è molto simile a quelli usati per l'accumulo stagionale (paragrafo 4.2.1) con la differenza di capacità che in questo caso è inferiore rendendo il sistema più economico e quindi fare un isolamento termico del serbatoio migliore riducendo le perdite termiche.

4.2.2 Accumulo in serbatoi d'acqua

In questo paragrafo si vogliono analizzare le diverse tipologie di serbatoi attraverso i quali avviene l'accumulo termico. In particolare i serbatoi tradizionali (tank in tank) il serbatoio a stratificazione e un sistema in cui il serbatoio di accumulo sia unico e fornisca acqua calda a un preparatore di ACS e a un sistema di riscaldamento.

L'accumulo termico può avvenire solo per il riscaldamento, solo per l'acqua calda sanitaria o si possono utilizzare sistemi combinati. I serbatoi per l'accumulo di ACS e acqua tecnica per il riscaldamento sono differenti e prendono il nome di bollitori e puffer. Il bollitore è utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria, in particolare al suo interno si trova il fluido acqua che viene riscaldato ad esempio da uno scambiatore di calore a serpentina all'interno del serbatoio e inviato quindi alle utenze. Il puffer invece viene utilizzato per la produzione di acqua calda per il riscaldamento (acqua tecnica) che scorre come fluido primario all'interno di un ciclo chiuso in modo da fornire calore al sistema di riscaldamento presso le utenze. Un elemento importante che fa parte di un serbatoio di accumulo è la serpentina interna, dove viene fatto circolare il fluido scaldante, che può essere a superficie normale o maggiorata. Si utilizza una serpentina maggiorata per aumentare lo scambio termico nel caso in cui il fluido al suo interno venga scaldato da pompe di calore o impianti solari e quindi sia disponibile a una temperatura di 50-55°C. la serpentina a superficie normale si usa invece quando il fluido si trova a una temperatura superiore (70-80°C) in quanto scaldato da una caldaia.

Come si è già detto l'accumulo termico per utenze civili si trova spesso accoppiato a un impianto solare o come nel caso di questa tesi a un impianto cogenerativo, inoltre si possono avere diverse soluzioni ossia sistemi per produrre o solo ACS o calore per il riscaldamento o si possono avere sistemi combinati.

Come primo sistema si considera quello in cui uno stesso serbatoio vada a fornire calore per l'ACS e per il riscaldamento. Si farà riferimento a un accumulo termico accoppiato a un impianto solare come quello in

Figura 4.2. 4.

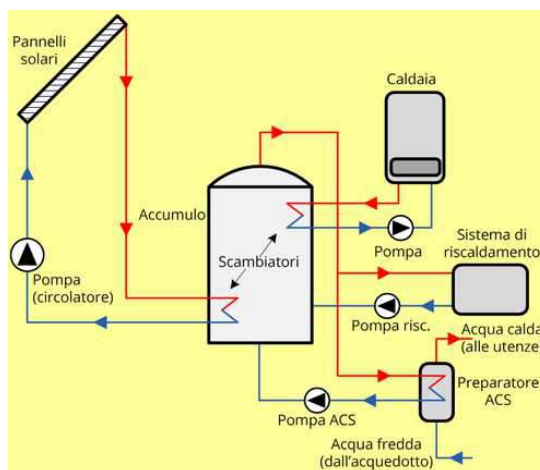


Figura 4.2. 4 Accumulo termico con preparatore di ACS e sistema di riscaldamento

A differenza di un semplice boiler per la produzione di acqua calda per le utenze in questo caso il serbatoio di accumulo deve anche fornire calore per il riscaldamento, infatti in questo caso all'interno del serbatoio non si ha ACS ma un fluido che scambia calore con il preparatore e il sistema di riscaldamento. In particolare l'impianto solare scalda il fluido all'interno del serbatoio che poi andrà a scambiare calore con gli altri sistemi. E' presente anche una caldaia aggiuntiva nel caso in cui l'impianto solare non riesca a soddisfare le esigenze delle utenze, ad esempio nei momenti di picco della richiesta termica.

Il secondo sistema considerato è l'accumulo "tank in tank" (serbatoio nel serbatoio) rappresentato in

Figura 4.2. 5.

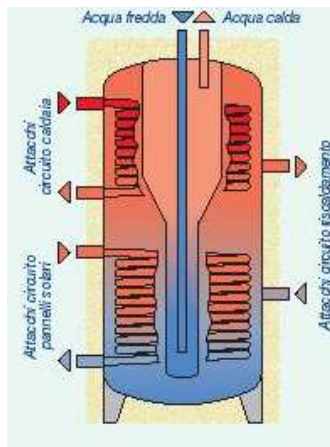


Figura 4.2. 5 Serbatoio di accumulo termico "tank in tank"

Come nel caso precedente si fa riferimento per la spiegazione del funzionamento a un impianto solare, in quanto sono più utilizzati, ma come si è già detto l'accumulo termico può essere accoppiato a un impianto cogenerativo ORC (Organic Rankine Cycle).

Il sistema è costituito da un serbatoio piccolo all'interno del quale si trova ACS immerso in un serbatoio più grande in cui si trova acqua tecnica utilizzata per la produzione di calore per riscaldare gli ambienti. Nella parte inferiore del serbatoio più grande si trova uno scambiatore di calore (serpentina) collegato, nel caso di figura, a un impianto solare in cui scorre un fluido caldo che scambia calore con l'acqua più fredda all'interno del serbatoio.

Inoltre possono essere presenti una o più caldaie integrative in modo da garantire alle utenze il calore richiesto in ogni istante. Il funzionamento della caldaia è gestito da una sonda posta nella parte intermedia

del serbatoio di accumulo, in particolare una centralina rileva la temperatura di tale sonda e se questa non è sufficiente a fornire calore alle utenze si accende la caldaia che tiene in temperatura l'acqua presente nella parte superiore del serbatoio. La serpentina invece scambia calore con l'acqua tecnica nella parte inferiore del serbatoio, infatti il fluido caldo proveniente dall'impianto solare scorre nella serpentina andando quindi a scaldare l'acqua. In questo modo l'acqua calda che è meno densa rispetto a quella fredda inizia a salire verso la metà superiore dell'accumulo spingendo verso il basso quella più fredda creando dei moti convettivi. A causa di questi moti viene mantenuta calda non solo l'acqua fino alla sonda ma anche un po' dopo di essa con una temperatura di circa 60-65°C, quindi nella parte inferiore si avrà una temperatura di 50°C.

L'acqua deve essere mantenuta a una temperatura di 65°C perché si tratta di ACS e quindi si deve tener presente del problema della legionella. Infatti per normativa l'acqua calda sanitaria deve essere disponibile a temperature di 60°C in quanto i batteri che causano la legionella rimangono vivi fino a 50°C, 55°C [68, 69, 70].

L'ultimo sistema che si andrà ad analizzare è l'accumulo termico con serbatoio a stratificazione come quello in

Figura 4.2. 6.

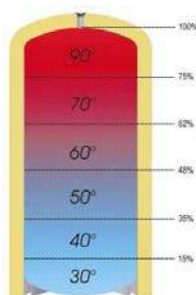
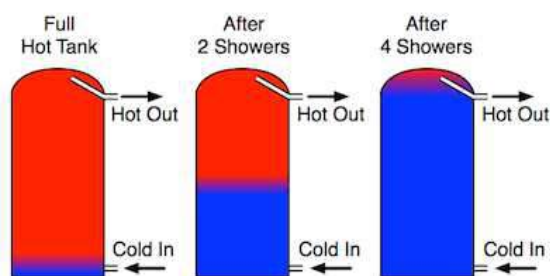


Figura 4.2. 6 Serbatoio di accumulo a stratificazione [71]

Questi serbatoi sfruttano la stratificazione dell'acqua, infatti quando l'acqua si riscalda il suo volume aumenta, al contrario quando si raffredda diminuisce variando quindi la densità. Questo fa sì che all'interno del serbatoio l'acqua fredda e calda si comportino come due fluidi distinti rimanendo quindi separate, in particolare l'acqua calda si accumula nella parte superiore, mentre quella fredda nella parte inferiore.



Il vantaggio principale di utilizzare un sistema di questo tipo è che si riesce a prelevare acqua molto calda dall'inizio alla fine del prelievo, mentre in un sistema tradizionale quindi senza stratificazione si preleverebbe acqua mescolata e tiepida (Figura 4.2. 7) [72, 73, 69, 70].

Figura 4.2. 7 Funzionamento serbatoio a stratificazione [72]

Di seguito si vuole spiegare più nello specifico il funzionamento di questi serbatoi facendo riferimento alla Figura 4.2. 8 in cui si osserva una sezione di serbatoio con tutti i suoi elementi interni.



Figura 4.2. 8 Sezione serbatoio a stratificazione [74]

All'interno del serbatoio si trova acqua tecnica ossia quella del circuito di riscaldamento e uno scambiatore che ad esempio può essere a tubo corrugato, per la produzione di ACS istantaneamente. Questo è un notevole vantaggio in quanto si riesce ad avere sempre acqua batteriologicamente pura, infatti nel caso di un deposito di ACS si potrebbero formare dei batteri e quindi prevedere un sistema di trattamento anti-legionella.

Nella parte inferiore del serbatoio di accumulo è presente una scatola cilindrica all'interno della quale si trova uno scambiatore collegato o all'impianto solare o come nel caso di questa tesi a un impianto cogenerativo ORC. Sopra di essa è presente un tubo di stratificazione per portare l'acqua di riscaldamento alle utenze e analogamente è presente un altro tubo di stratificazione, per il ritorno delle utenze, di fianco alla scatola cilindrica.

Lo scambiatore dell'impianto cogenerativo è chiuso all'interno di una scatola aperta nella parte inferiore in modo che riesca a passare solo l'acqua fredda che a contatto con lo scambiatore si scalda. L'acqua calda viene fatta passare all'interno del tubo di stratificazione che è forato in modo che l'acqua calda salga fino alla parte superiore dell'accumulo e quindi esca verso le utenze. L'acqua calda non riesce a uscire dal tubo perché è più leggera dell'acqua fredda che si trova fuori dal tubo che le fa resistenza, quindi sale e riesce a uscire dove trova all'esterno acqua alla stessa temperatura, in questo modo non si creano moti convettivi nel serbatoio.

Anche il tubo di ritorno dell'acqua dal circuito di riscaldamento è a stratificazione sempre per evitare la formazione di moti convettivi, inoltre si trova a circa metà del serbatoio di accumulo perché se ad esempio l'acqua ritorna a 50°C non viene immessa né nella parte inferiore dove si ha acqua a 30°C né nella parte superiore dove si ha acqua a 65°C. All'interno del serbatoio si arriva ad avere una situazione come in figura 4.2.6, quindi se l'acqua viene riscaldata fino a 60°C dal circuito dell'impianto uscirà in corrispondenza dell'acqua tecnica a 60°C, o se viene riscaldata a 70°C esce in corrispondenza dei 70°C esterni e così via [69, 70, 75].

4.3 Serbatoio di accumulo e rete di teleriscaldamento

In questa tesi viene utilizzato un semplice serbatoio di accumulo in cui viene raccolta acqua tecnica che viene inviata all'utenza per essere utilizzata per il riscaldamento o per la produzione di ACS a seconda delle esigenze. Di seguito si possono osservare alcuni esempi per capire in che modo un serbatoio di accumulo termico viene accoppiato a una rete di teleriscaldamento.

Il primo esempio, molto recente, è l'accoppiamento di un serbatoio termico alla rete di teleriscaldamento di Bolzano, entrato in funzione a Novembre 2017. In particolare la centrale di teleriscaldamento, in funzione da trent'anni, sfrutta il calore prodotto dal termovalorizzatore dei rifiuti.



Figura 4.3. 1 Alperia Tower [76]

Grazie a questo sistema si hanno diversi vantaggi come si è già detto nei capitoli precedenti, infatti usando il calore prodotto dal termovalorizzatore per alimentare la centrale si riduce di molto l'uso di fonti fossili e si ottiene una netta diminuzione delle emissioni di CO₂. Lo scopo di Alperia [77], società che gestisce la rete di teleriscaldamento di Bolzano, è quello di arrivare a ad "evitare l'emissione di 50.000 tonnellate di CO₂, cioè una quantità di CO₂ pari a quella assorbita da 4 milioni di alberi" [78], ed estendere la rete di teleriscaldamento in modo da poter raggiungere altre abitazioni civili (oltre 10000 famiglie), aziende e l'ospedale.

Il sistema di teleriscaldamento è formato, oltre che dal termovalorizzatore, dalle caldaie integrative, per garantire la richiesta termica nei periodi di picco e nei casi in cui il termovalorizzatore non funzioni, e dal serbatoio di accumulo termico di recente costruzione. La capacità e le dimensioni di tale serbatoio sono le seguenti:

- altezza = 40 metri;
- volume = 5800 m³;
- energia termica = 220 MWh;
- temperatura interna = 95°C.

Per mantenere l'acqua calda fino a 95°C all'interno del serbatoio è stato isolato, inoltre per renderlo migliore dal punto di vista architettonico è stato rivestito in alluminio retroilluminato da 220 lampade led colorate [76].

Di seguito si può osservare lo schema rappresentativo dell'intero sistema di teleriscaldamento [78].

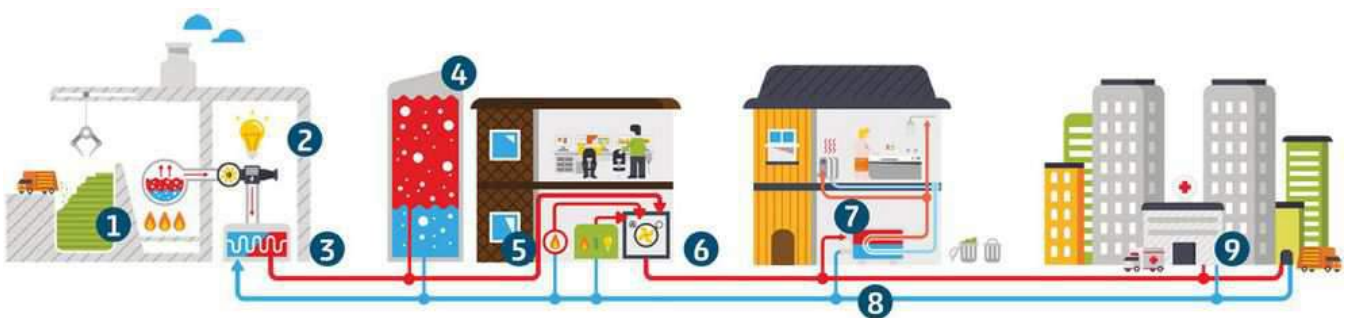


Figura 4.3. 2 Schema sistema di teleriscaldamento di Bolzano

termovalorizzatore che produce il calore dagli scarti e i rifiuti urbani;

1. turbina per la produzione di energia elettrica azionata dal vapore della combustione;
2. calore usato dalla centrale di teleriscaldamento;

3. “Alperia tower”, serbatoio di accumulo;
4. caldaie integrative e cogeneratori di riserva;
5. rete di teleriscaldamento costituita da tubazioni sotto terra in cui scorre acqua calda, in mandata, che fornisce il calore alle utenze e acqua fredda al ritorno che va a ripercorrere il circuito chiuso per la produzione di nuova acqua calda.
6. scambio del calore presso l’utenza per il riscaldamento dell’ACS o per l’impianto di riscaldamento;
7. tubazioni di ritorno in cui l’acqua che si è raffreddata torna verso la centrale di teleriscaldamento;
8. Ospedale ed edifici pubblici a cui la rete fornisce calore.

Un secondo esempio teleriscaldamento con accumulo termico è quello di Brunico, dove le prime centrali di teleriscaldamento sono state costruite nel 2001 dall’Azienda Pubbliciservizi [79] e nel 2013 gli utenti collegati a tale rete erano già 13000. Le centrali termiche sono alimentate a biomassa legnosa come cippato, legna sminuzzata e trucioli senza quindi utilizzare le fonti fossili come nel caso precedente. Il funzionamento è simile al caso precedente, infatti il calore prodotto tramite le centrali termiche viene trasportato sotto forma di acqua calda alle utenze domestiche e non solo attraverso la rete di teleriscaldamento lunga 100 km e costituita da tubazioni sotterranee.

In particolare la centrale termica di Lunes (frazione di Brunico) possiede anche un serbatoio di accumulo termico garantendo così il calore anche in caso di problemi, guasti o picchi di richiesta termica, in questo modo il calore accumulato può essere fornito all’utenza indipendentemente dal funzionamento della centrale. Le caratteristiche del serbatoio di accumulo sono le seguenti [80]:

- dimensioni: 8,5m x 32m (diametro x altezza);
- volume: 1700 m³
- capacità: 75MWh di energia termica;
- materiale: acciaio;
- isolamento: lana di roccia 40cm (spessore) con lamiera di alluminio esterna;
- copertura: coibentata con lana di roccia 50cm e guaina in PVC.



Figura 4.3. 3 Centrale termica di biomassa di Lunes [81]

Nell’accumulatore sono presenti degli ugelli in corrispondenza dell’ingresso e dell’uscita dell’acqua in modo da rallentare la sua velocità ed evitare quindi la creazione di turbolenze, dovute alle diverse temperature presenti all’interno del serbatoio. Infine affinché nella parte alta del serbatoio ossia sopra il livello dell’acqua

non rimanga una parte vuota quindi soggetta alla creazione di ruggine dovuta alla presenza di ossigeno, si immette vapore a pressione costante.

Per quanto riguarda la rete di teleriscaldamento, ossia le tubazioni, è costituita da un doppio tubo, uno di mandata e uno di ritorno interrati. I tubi sono in acciaio e sono isolati mediante uno strato in schiuma di poliuretano espanso e da un tubo in polietilene più esterno.

L'acqua calda prodotta non arriva direttamente all'utenza, ma grazie a uno scambiatore di calore cede calore all'acqua dell'impianto di riscaldamento che si comporta quindi come una caldaia [82].

Un terzo e ultimo esempio riguarda la rete di teleriscaldamento di Lodi costruita nel 2004 per poi essere ampliata già dal 2005. Inizialmente era stata costruita per rispondere alle richieste termiche del Polo Universitario e successivamente la parte sud-ovest della città. Fino al 2014-2015 è stata ampliata in modo da raggiungere altre zone della città ossia la parti nord e sud-est. Per questi motivi il calore non viene prodotto da un'unica centrale termica, ma ci sono più centrali dislocate in diverse zone di Lodi.

In particolare la prima centrale ad essere costruita fu quella posta vicino al Polo Universitario ed è costituita da un impianto cogenerativo che produce energia termica ed elettrica, caldaie integrative e un serbatoio di accumulo termico grazie al quale si riesce ad utilizzare il meno possibile le caldaie integrative.



Figura 4.3. 4 Centrale di teleriscaldamento Lodi [83]

La seconda centrale che fornisce il calore alla rete di teleriscaldamento è stata costruita nel 2013 a Cornegliano Laudense e collegata a quella dell'Università in cui per mezzo di uno scambiatore di calore le cede il calore prodotto dalla combustione di biomassa presso la prima.

Successivamente, nel 2015 si è terminata la centrale presso il Tribunale che presenta caldaie integrative e un sistema di accumulo costituito da quattro serbatoi, quindi analogo alla centrale del Polo Universitario.

Infine nel 2016 è stato costruito un ultimo sistema di produzione di calore ed energia elettrica presso l'Ospedale che sfrutta direttamente l'elettricità prodotta da tale centrale, mentre il calore viene ceduto alla rete di teleriscaldamento.

Anche in questo caso la rete è costituita da due tubazioni interrate, una di mandata e una di ritorno, fatte in acciaio coibentato. Per quanto riguarda lo scambio di calore presso l'utenza, avviene grazie a scambiatori di calore in modo da dividere il circuito di rete dall'impianto dell'utente [83].

5. Modello

5.1 Le utenze e la stima dei fabbisogni energetici

5.1.1 Introduzione

Lo scopo di questo capitolo è valutare il fabbisogno di una utenza residenziale adatta ad essere servita dall'impianto cogenerativo di Zuccato Energia [24], di cui si è parlato nel paragrafo 3.2.4.

Prima di costruire le curve di carico nel caso specifico, è stata fatta un'analisi teorica delle diverse utenze standard facendo riferimento a quelle residenziali monofamigliari e condominiali. Per utenze standard sono state considerate quelle descritte in Macchi [84], in cui sono state calcolate le curve di carico annuali e giornaliere elaborando i risultati ottenuti da uno studio fatto su un campione di abitazioni italiane.

Questo studio chiamato MICENE ossia "Misure dei Consumi di Energia Elettrica in 110 abitazioni italiane" (utenze residenziali Nord Italia) è stato fatto per il Ministero dell'Ambiente da un gruppo di ricercatori del Politecnico di Milano (gruppo ERG, end-use Efficiency Research Group). Lo studio è stato condotto tra il 2000 e il 2002 monitorando 110 abitazioni italiane con una superficie media di 106 m^2 , abitate da famiglie composte mediamente da 4,06 persone. Il monitoraggio è avvenuto per ogni abitazione con un intervallo di campionamento di 10 minuti per un periodo minimo di tre settimane per tutte le stagioni. Come riportato in [84] le grandezze monitorate sono le seguenti:

1. *"il consumo di energia elettrica e la punta di potenza richiesta dai principali elettrodomestici;*
2. *il consumo di energia elettrica e la punta di potenza di potenza richiesta dai sistemi di illuminazione;*
3. *il consumo di energia elettrica e la punta di potenza richiesta del contatore generale;*
4. *la temperatura dell'aria all'interno dei locali".*

Con i risultati ottenuti da questa analisi, sono stati valutati i carichi elettrici e di condizionamento delle utenze civili. Nel caso in esame si farà riferimento a tali curve per tracciare quelle di utenze condominiali conoscendo la potenza elettrica data dall'impianto.

Per quanto riguarda i carichi termici si fa riferimento a un'analisi fatta da Asm Spa di Brescia sulla rete di teleriscaldamento.

Fino a questo punto si è parlato genericamente di utenze civili, ma bisogna fare una distinzione tra utenze monofamigliari e condominiali. In particolare si deve ricordare che per i carichi termici e frigoriferi specifici le curve di carico di un'utenza condominiale sono le stesse del caso monofamigliare.

Di seguito sono riportate le caratteristiche dell'utenza civile di riferimento:

- *"superficie appartamento: 106 m^2 ;*
- *volume: 318 m^3 ;*
- *fabbisogno termico (acs e riscaldamento): 13004 kWh/anno ;*
- *fabbisogno termico solo acs: 1885 kWh/anno ;*
- *fabbisogno elettrico totale: 3981 kWh/anno ;*
- *fabbisogno elettrico (escluso condizionamento): 2996 kWh/anno ;*
- *potenza elettrica impegnata: 3 kW_{el} ;*
- *rapporto consumo termico ed elettrico(tot): $3,27 \text{ kWh}_{th}/\text{kWh}_{el}$;*
- *rapporto consumo termico ed elettrico (escluso condizionamento): $4,34 \text{ kWh}_{th}/\text{kWh}_{el}$."*

5.1.2 Curve di carico giornaliera per utenza condominiale

Le curve riportate di seguito rappresentano gli andamenti della potenza termica e di quella elettrica riferiti a un singolo appartamento di 70 m². Si può osservare che nei mesi estivi il contributo di potenza termica è dato esclusivamente dal consumo di acqua calda sanitaria.

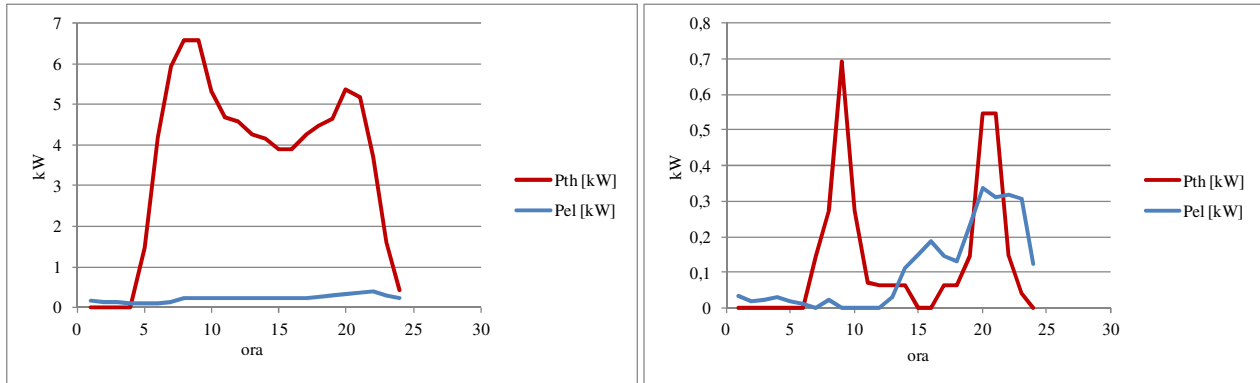


Figura 5.1. 1 Curve di carico giornaliera: giornata invernale (sx) - giornata estiva (dx)

5.1.3 Diagrammi di carico annuali per utenza condominiale

Le curve di carico annuali della potenza termica ed elettrica sono state realizzate a partire dai diagrammi mensili e giornalieri per un utenza monofamigliare di riferimento [85, 84] ricavata dallo studio MICENE condotto dal Politecnico di Milano. Si fa riferimento ai diagrammi per un'utenza monofamigliare in quanto i consumi mensili termici ed elettrici coincidono nei due casi.

Di seguito si può osservare il diagramma con i consumi medi mensili di potenza termica ed elettrica espressi in kW.

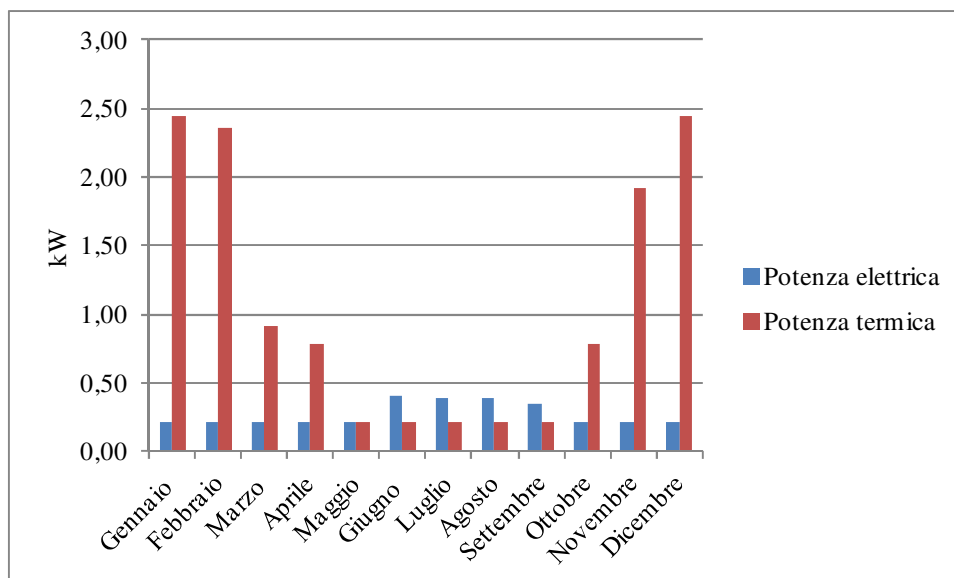


Figura 5.1. 2 Consumi medi mensili

Per quanto riguarda i consumi di energia frigorifera sono stati sommati a quelli di energia elettrica, mentre nell'energia termica sono considerati i consumi per il riscaldamento a cui vengono sommati i consumi per l'ACS posti costanti tutto l'anno e pari a 5,2 kWh al giorno. Infine per quanto riguarda la potenza frigorifera nel calcolo è stato considerato un COP medio pari a 3.

In seguito per costruire la curva cumulata, cioè valutare la richiesta di potenza termica da parte dell'utenza durante tutto l'anno, sono state messe insieme le curve giornaliere relative a una giornata tipo invernale e una estiva con quelle mensili, ottenendo le curve giornaliere per ogni mese. Nello specifico è stata fatta la media delle potenze richieste in una giornata tipo tratte dalle curve giornaliere da [84]; poi con la potenza media mensile di ogni mese è stata fatta una proporzione per tutte le ore di una giornata tipo di ogni mese come si può osservare di seguito.

$$P_{th,ora,giorno} : P_{th,media,giorno} = P_{th,ora,giorno\ mese} : P_{th,media,mese}$$

Si calcola quindi la $P_{th,ora,giorno\ mese}$ ossia la potenza termica in kW per ogni ora di un giorno per ogni mese invernale. Come mesi invernali sono stati considerati quelli in cui si utilizza il riscaldamento nella Pianura Padana, ossia da Ottobre ad Aprile.

In appendice A.1 si possono osservare le curve giornaliere per ciascun mese per un singolo appartamento di 70 m² facente parte di un condominio, espresse in kW per ora. Come per il diagramma che rappresenta i fabbisogni mensili, anche in questo caso per ogni giornata tipo sono raffigurate due curve, una per la potenza termica e una per la potenza elettrica. Per quanto riguarda la potenza elettrica, rappresenta il totale della potenza frigorifera e di quella destinata ad altri usi.

Infine le potenze termiche ottenute sono state messe in ordine decrescente per tutte le 8760 ore in un anno ottenendo la curva cumulata della potenza termica richiesta da un'utenza condominiale. Successivamente tali valori sono stati moltiplicati per il numero di utenze (620) ottenendo la curva di carico annuale.

Analogamente è stata ricavata la curva cumulata dei carichi elettrici per un'utenza condominiale, facendo riferimento alle curve della potenza elettrica, richiesta da un'utenza, giornaliere e ai consumi medi mensili e quindi quella relativa al numero di utenze totale.

Di seguito si possono osservare le curve cumulate per 620 utenze con la parte data dall'impianto se funzionasse costantemente alla massima potenza.

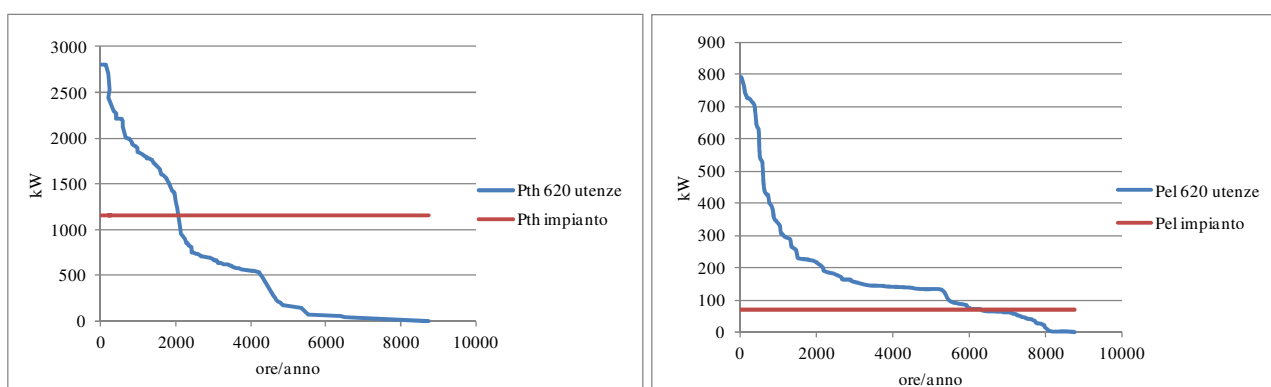


Figura 5.1. 3 Curve cumulate e funzionamento impianto: Potenza termica (sx) – Potenza elettrica (dx)

5.2 Impianto cogenerativo

In questa sezione si vedrà più nel dettaglio l'impianto cogenerativo, di cui si è accennato nel capitolo 1 usato nel modello.

Come si è già detto si è partiti dall'impianto cogenerativo di Zuccato Energia a cui è stata fatta qualche piccola modifica per poterlo adattare al caso studio di questa tesi. Di seguito si possono osservare il ciclo, il diagramma T-s e le caratteristiche principali.

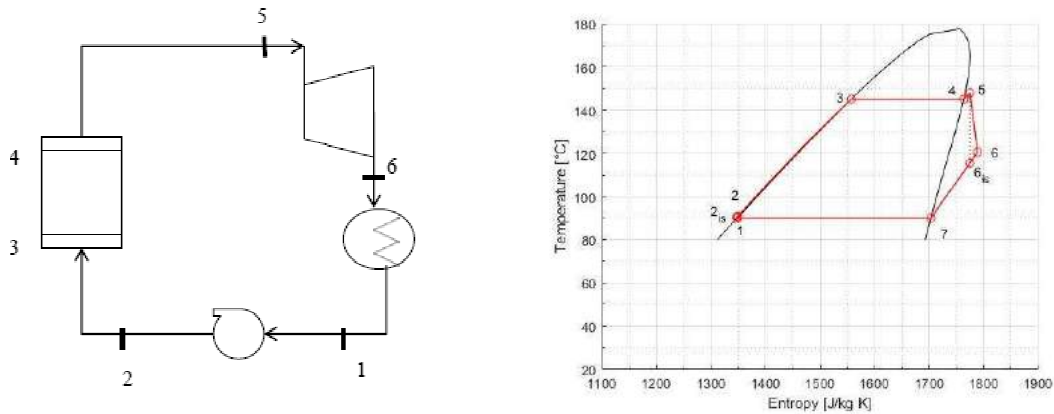


Figura 5.2. 1 Schema di ciclo ORC (sx) - Diagramma T-s (dx)

Come si è visto al paragrafo 2.2.4 tale impianto può lavorare sia in modalità standard, sia in modalità cogenerativa producendo una potenza termica pari a 1157 kW termici e si è deciso di utilizzarlo in quest'ultima modalità.

Il modello dell'impianto è stato implementato in Matlab e con l'ausilio di CoolProp [86], database in cui sono presenti le caratteristiche termodinamiche di molti fluidi, sono state calcolate entalpie, temperature e pressioni nei punti più importanti del ciclo. Tutto ciò serve per il calcolo della portata di fluido organico all'interno del ciclo e quindi della potenza elettrica in uscita dalla turbina.

Infatti la potenza elettrica erogata è diversa dal caso definito da Zuccato Energia [25], in quanto sono state fatte alcune modifiche al ciclo per adattarlo al caso studio di questa tesi.

La prima modifica è la temperatura in ingresso turbina (5), infatti è stato fatto un piccolo surriscaldamento perché con il fluido utilizzato, SES36⁴, CoolProp non riusciva a calcolare le caratteristiche in quel punto.

La seconda modifica è stata applicata alla temperatura di condensazione, infatti l'impianto di Zuccato prevedeva una temperatura di 40°C, ma in questo caso studio si è deciso di recuperare tutto il calore, quindi di alzare la temperatura di condensazione a 90°C in modo da riuscire a scaldare l'acqua fino a 80°C.

Nella tabella sottostante si possono osservare i dati conosciuti del ciclo.

DATI CICLO				
$P_{th,imp}$ [W]	T_{cond} [K]	p_{evap} [Pa]	$\eta_{is,turbina}$ [-]	η_{pompa} [-]
1157000	363,15	1608000,00	0,6723	0,8

Tabella 5.2. 1 Dati ciclo

⁴ SES36: Solkatherm, è una miscela zeotropica di Solkane e 365 mfc (idrofluorocarburo liquido, agente schiumogeno di terza generazione con ODP = 0) trasportabile come liquido senza rischi di esplosione [97]

Il rendimento isoentropico della turbina è stato calcolato per il ciclo dato da Zuccato con l'unica modifica del surriscaldamento e quindi usato all'interno del modello per il calcolo dell'entalpia nel punto 6. L'equazione del rendimento isoentropico della turbina utilizzata è la seguente:

$$\eta_{is,turbina} = \frac{h_5 - h_6}{h_5 - h_{6,is}}$$

Il rendimento della pompa è stato utilizzato per il calcolo dell'entalpia nel punto 2, conoscendo, grazie a CoolProp le entalpie nel punto 1 e nel punto 2 isoentropico. L'equazione del rendimento isoentropico usata per il calcolo è:

$$\eta_{is,pompa} = \frac{h_{2,is} - h_1}{h_2 - h_1}$$

Di seguito si possono osservare la definizione dei processi di ciclo e le caratteristiche termodinamiche di tutti i punti

- 1→2 : pompaggio ;
- 2→3: riscaldamento;
- 3→4: evaporazione;
- 4→5: surriscaldamento;
- 5→6: espansione;
- 6→1: condensazione.

<i>CARATTERISTICHE TERMODINAMICHE CICLO</i>				
<i>punti</i>	<i>T [K]</i>	<i>h [J/kg]</i>	<i>p [Pa]</i>	<i>s [J/kgK]</i>
1	363,15	294818,75	425138,68	1348,19
2	364,03	295985,89	495963,87	1348,83
2 is	363,85	295752,46	1608000,00	1348,19
3	418,22	377793,98	1608000,00	1557,64
4	418,22	464094,46	1608000,00	1763,26
5	421,15	468875,98	1608000,00	1774,66
6	393,69	457510,38	1608000,00	1788,82
6 is	388,64	451970,43	495963,87	1788,82
7	363,15	451970,43	495963,87	1703,28

Tabella 5.2. 2 Caratteristiche termodinamiche di ciclo

Calcolate le caratteristiche termodinamiche in tutti i punti del ciclo è stato possibile calcolare prima la portata di massa di fluido organico circolante all'interno del ciclo e successivamente, in funzione di quest'ultima, la potenza elettrica. Si riportano quindi le equazioni utilizzate per il calcolo della portata di massa e della potenza elettrica.

$$m_{SES36} = \frac{P_{th,imp}}{h_6 - h_1} \quad \left[\frac{kg}{s} \right]$$

$$P_{el,imp,tot} = m_{SES36} * (h_5 - h_6) \quad [W]$$

Successivamente si è voluto vedere la frazione di energia auto consumata dall'impianto rispetto a quella erogata alla rete. Per fare questo è stato calcolato il coefficiente di autoconsumo utilizzato nell'equazione per il calcolo della potenza elettrica totale per determinare la potenza erogata effettivamente verso la rete.

$$coeff_{autoconsumo} = \frac{h_2 - h_1}{h_5 - h_6}$$

$$P_{el,erogata} = P_{el,imp,tot} * (1 - coeff_{autoconsumo}) \quad [W]$$

Infine conoscendo la portata di fluido organico e la potenza elettrica erogata effettivamente dall'impianto è possibile calcolare la potenza alla caldaia e quindi i rendimenti elettrico e termico di ciclo. Di seguito sono riportate le tre equazioni usate e quindi la tabella con i risultati.

$$P_{caldaia} = m_{SES36} * (h_5 - h_2) \quad [W]$$

$$\eta_{el} = \frac{P_{el,imp,erogata}}{P_{caldaia}}$$

$$\eta_{th} = \frac{P_{th,imp}}{P_{caldaia}}$$

RISULTATI					
$m_{SES36} \text{ [kg/s]}$	$P_{el,imp,tot} \text{ [W]}$	$P_{el,imp,autocon} \text{ [W]}$	$P_{el,imp,erogata} \text{ [W]}$	$\eta_{el} \text{ [-]}$	$\eta_{th} \text{ [-]}$
7,11	80827,76	8300,27	72527,50	0,06	0,94

Tabella 5.2. 3 Calcolo dati impianto

Si osserva come il rendimento elettrico sia basso, infatti come è già stato detto si è cercato di recuperare tutto il calore fornito dall'impianto, andando a penalizzare un po' la parte elettrica rispetto a quella termica. Se si calcola il rendimento elettrico del ciclo di partenza si ottiene 0,08 (non molto diverso). Per quanto riguarda il funzionamento dell'impianto sono stati studiati diversi casi per arrivare poi alla soluzione migliore dal punto di vista del funzionamento dell'accumulo di cui si discuterà nell'analisi dei risultati.

Inizialmente, considerando 700 utenze, sono stati studiati tre casi di funzionamento dell'impianto:

1. a carico massimo costante nelle 24 ore;
2. a carico massimo accendendo e spegnendo l'impianto;
3. a carico parziale.

Successivamente, determinato il numero di utenze ideale ossia 620, è stato prima utilizzato come funzionamento dell'impianto quello usato per il terzo caso e infine è stato modificato in modo da ottenere un buon funzionamento dell'accumulo.

5.3 Accumulo termico

La tipologia di serbatoi a cui si fa riferimento in questa tesi è quella presentata al paragrafo 3.3 in cui sono stati presentati degli esempi di accumuli termici legati alla rete di teleriscaldamento. In particolare per quanta riguarda i costi si è preso come riferimento il serbatoio di Alperia (teleriscaldamento Bolzano), infatti è stato preso il costo in euro di tale serbatoio e diviso per il volume si è ottenuto il costo in €/litro, usato nel modello per il calcolo dei costi, come si vedrà nel capitolo successivo.

In questa sezione si vedrà prima di tutto in che modo il serbatoio di accumulo è stato collegato all'utenza e le relative temperature. In seguito si vedrà come è stato dimensionato il serbatoio di accumulo.

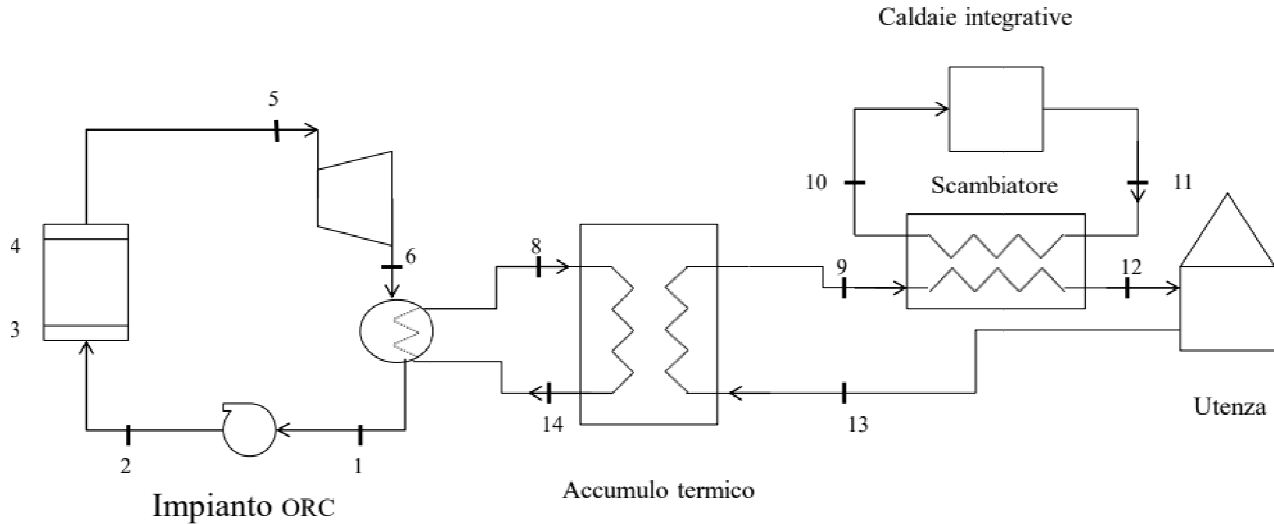


Figura 5.3. 1 Schema del sistema

Il fluido organico al condensatore che si trova alla temperatura di 90°C scalda l'acqua che scorre nel circuito parallelo fino a una temperatura di 80°C (punto 8), entra nel serbatoio di accumulo e si raffredda portandosi ad una temperatura di 60°C (punto 14). Tramite il serbatoio di accumulo l'acqua che si trova all'interno del circuito di teleriscaldamento viene portata ad una temperatura di 80°C (punto 9), quest'ultima arriva all'utenza per scaldare l'acqua calda sanitaria o essere utilizzata per il riscaldamento degli ambienti (punto 12). L'utenza sfrutta il calore raffreddando l'acqua del circuito di mandata fino a 50°C (punto 13). Tra l'accumulo e l'utenza si trova uno scambiatore di calore necessario nel caso in cui l'utenza abbia bisogno di più calore ad esempio nelle ore di punta di richiesta termica o nel caso in cui ci siano guasti.

Per creare un modello che dimensionasse il serbatoio di accumulo necessario al sistema di cui si è parlato, si è pensato di costruire un sistema di accumulo che funzionasse ora per ora. In particolare si è deciso di farlo funzionare in modo prioritario rispetto all'impianto e alle caldaie, fornendo energia all'utenza fino al massimo della sua disponibilità, facendo intervenire se necessario l'impianto e alla fine le caldaie integrative. In questo modo l'accumulo aumenta la sua energia nell'ora j -esima se l'impianto fornisce più energia di quella richiesta dall'utenza. Il calore accumulato può essere eventualmente utilizzato l'ora successiva con priorità rispetto all'impianto.

Il dimensionamento dell'accumulo è stato fatto per un giorno tipo di ogni mese, risultato valido per tutti i giorni del mese perché si è considerato per semplicità che tutti i giorni di un mese siano uguali. Il serbatoio di accumulo è stato quindi dimensionato per il mese in cui risultava necessario un volume maggiore.

Grazie all'equazione di seguito è stata calcolata la massa di acqua maggiore in [kg], tra quelle calcolate per ogni giorno tipo, all'interno del serbatoio di accumulo:

$$m_{acqua} = \frac{Energia_{max} * 3600}{\Delta T * c_{p,acqua}} \quad [kg]$$

Dove:

- m_{acqua} , è la massa di acqua all'interno del serbatoio
- $Energia_{max}$ è il livello massimo di energia in [kWh] all'interno del serbatoio di accumulo, moltiplicato per 3600 in modo da trasformare tale valore in [kJ];
- $c_{p,acqua}$ è il calore specifico dell'acqua pari a 4,187 [kJ/kgK];
- ΔT è la differenza di temperatura in [K] tra la temperatura massima raggiungibile dal serbatoio (80°C) e quella minima (50°C).

Sono stati quindi calcolati i valori in litri di acqua ($C_{serbatoio}$) presenti all'interno del serbatoio ora per ora moltiplicando tali risultati per la densità dell'acqua pari a 0,98433 [kg/m³] calcolata con l'ausilio di Refprop, in corrispondenza della temperatura media tra la massima e la minima.

$$C_{serbatoio} = m_{acqua} * \rho_{acqua} \quad [l]$$

Infine è stato calcolato il volume del serbatoio di accumulo con la seguente equazione:

$$V_{serbatoio} = \frac{C_{serbatoio}}{1000} \quad [m^3]$$

Inizialmente il dimensionamento è stato fatto per 700 utenze per i tre casi di cui si è parlato prima, però come verrà spiegato nei risultati con questo numero di utenze non si riusciva ad ottenere un buon accumulo, perciò dopo alcune prove si è giunti al risultato di 620 utenze.

Quindi è stato fatto il dimensionamento con 620 utenze e apportando solo alcune modifiche nei mesi di Dicembre, Gennaio e Febbraio nei quali la quantità accumulata è stata distribuita in modo equo nel corso della giornata.

5.4 Modello economico

5.4.1 Costi

Lo scopo di questa tesi è cercare la soluzione migliore per il dimensionamento dell'accumulo tra le tre studiate. Per fare questo i tre casi verranno messi a confronto dal punto di vista economico e di consumo di combustibile e quindi si cercherà una soluzione migliore sulla base dei risultati ottenuti.

Con l'ausilio di Matlab è stato creato un modello per il calcolo dei costi, consumo di combustibile e resa nei tre casi. Per quanto riguarda la costruzione del modello per la valutazione economica si fa riferimento al testo di *Turton*.

I costi sono suddivisi in tre tipologie, i costi di investimento, i costi di mantenimento e quindi di manutenzione e infine i costi operativi. I primi due fanno riferimento alle tecnologie (u) utilizzate, quindi nel caso in esame tali costi verranno calcolati per l'impianto l'accumulo e le caldaie. I costi operativi invece fanno riferimento alle risorse utilizzate, ossia i combustibili che alimentano l'impianto e le caldaie. Per quanto riguarda i combustibili per l'alimentazione dell'impianto si usa cippato, mentre le caldaie integrative sono alimentate a gas naturale.

Il costo di investimento è pari a:

$$C_{inv}(u) = c_{inv}(u) * f_{taglia}(u)$$

Dove:

- c_{inv} rappresenta il costo specifico di acquisto della tecnologia espresso in euro/kW per l'impianto e le caldaie, mentre in euro/litro per l'accumulo;
- f_{taglia} è la taglia della tecnologia in modo da calcolare il costo di investimento in euro.

Gli altri costi relativi alle tecnologie sono quelli sostenuti per il mantenimento ossia per la manutenzione chiamati anche *O&M (Operation and Maintenance)*. Per questi ultimi sono stati assunti dei valori pari a una percentuale del costo di investimento ossia:

$$C_{O\&M}(u) = C_{inv}(u) * f_{\%}(u)$$

Con:

- $f_{\%,impianto}=5\%$;
- $f_{\%,accumulo}=3\%$;
- $f_{\%,caldaie}=5\%$.

Per quanto riguarda invece i costi operativi ossia quelli relativi ai combustibili utilizzati(r,risorsa), vengono calcolati allo stesso modo per il cippato e per il gas naturale:

$$C_{operativi}(r) = c_{comb}(r) * M_{comb}(r)$$

Dove:

- c_{comb} è il costo specifico del combustibile;
- M_{comb} è la quantità di combustibile utilizzata.

In entrambi i casi la quantità di combustibile è stata calcolata per l'intero anno partendo da quella oraria, che per il cippato è stata calcolata a partire dalla potenza data dalla caldaia dell'impianto ORC, conoscendo il potere calorifico inferiore(LHV) e il rendimento di combustione. Nel caso del gas naturale invece la quantità oraria è stata calcolata a partire dalla potenza oraria data dalle caldaie integrative e conoscendo il potere calorifico inferiore e il rendimento di combustione. Successivamente conoscendo la quantità di combustibile necessaria in ogni ora del giorno di ogni mese è stata calcolata quella mensile e quindi la totale in un anno.

Di seguito si può osservare l' equazioni per il calcolo portata di massa oraria di combustibile valida nei due casi:

$$m(i,j)_{fuel} = \frac{P_{caldaie}}{LHV_{fuel} * \eta_{comb,fuel}} \quad \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Dove:

- i indica i mesi dell'anno (1:12);
- j sono le ore in un giorno (1:24);
- LHV, è il potere calorifico inferiore espresso in [kWh/kg] per il cippato e in [kWh/m³] per il gas;
- $\eta_{comb,fuel}$, il rendimento di combustione preso pari a 0,95 per il cippato e 0,98 per il gas;
- $P_{caldaie}$, nel caso del cippato rappresenta la potenza ceduta dalla caldaia del ciclo ORC calcolata a partire dalla differenza di entalpia alla caldaia e la portata di fluido organico che scorre nel ciclo.

Nel caso del gas invece rappresenta la potenza data dalle caldaie integrative. In entrambi i casi vengono espresse in [kWh].

Per quanto riguarda il costo specifico del cippato è stata fatta una media dei costi per il cippato umido (30%) presi da diverse fonti ottenendo un costo pari a 0,04 euro/kg [87, 88, 89, 90]. Si prevede inoltre che la biomassa venga essiccata all'aria in modo da portarla da un'umidità del 30% fino al 15%, infatti il potere calorifico per il calcolo del costo del cippato in euro è stato preso in corrispondenza di un'umidità del 15% (LHV=4,2 kWh/kg). Quest'ultimo dato è stato preso da una presentazione fatta per uno studio di impianti a

biomassa legnosa condotto da Carlo Franceschi insieme all'AIEL (associazione italiana energie agroforestali) [91].

Il costo specifico del gas naturale invece è stato calcolato a partire dai dati dell' ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) [92]. In particolare è stata fatta una media dei prezzi relativi ai 5 periodi del 2017 ottenendo un valore di 0,73 euro/m³ [93], prezzo che comprende la spesa per la materia prima, la spesa per trasporto e gestione del contatore, la spesa per gli oneri di sistema ed infine le tasse.

Calcolate le tre tipologie di costo per ogni tecnologia e per i combustibili è possibile calcolare il costo totale annuo in euro dato dalla seguente equazione:

$$C_{tot} = \sum_{u \in tec} C_{O\&M}(u) + \sum_{r \in risorsa} C_{operativi}(r) \quad [€]$$

Non si considerano i costi di investimento, perché si suppone che tale costo venga fatto all'istante iniziale in un unico esborso.

5.4.2 Ricavi

Come si è già detto inizialmente lo scopo è quello di calcolare la resa economica nei tre casi, analizzare i risultati ottenuti e quindi cercare una soluzione migliore. Per il calcolo della resa oltre ai costi totali è necessario valutare i ricavi totali dati dai ricavi termici ed elettrici.

Per la valutazione del ricavo termico si fa riferimento alla tariffazione monomia, ossia senza suddivisione in fasce orarie, del teleriscaldamento di Torino [39, 94]. Questa tariffazione è caratterizzata dalla suddivisione dei prezzi per il riscaldamento e per l'ACS ossia:

- Tariffa riscaldamento = 0,077 €/kWh;
- Tariffa ACS = 0,059 €/kWh

Questi valori sono stati moltiplicati rispettivamente per i fabbisogni totali di riscaldamento e ACS richiesti dall'utenza. I fabbisogni di riscaldamento e ACS sono stati calcolati con una proporzione simile al caso del calcolo del fabbisogno totale definito in precedenza.

Per quanto riguarda il ricavo elettrico si fa riferimento ai prezzi dell'energia elettrica mensili relativi al 2017 nel sito del GME (Gestore Mercati Energetici) [35, 95]. In particolare viene calcolata l'energia elettrica data dall'impianto mensilmente quindi moltiplicata per il prezzo mensile dato dal GME. L'energia elettrica che l'impianto non riesce a fornire all'utenza viene comprata dalla rete.

Quindi è possibile calcolare i ricavi totali e la resa economica annua dell'intero sistema nei tre casi:

$$R_{tot} = Ricavi_{th} + Ricavi_{el} \quad [€]$$

$$Resa = R_{tot} - C_{tot} \quad [€]$$

5.4.3 Indicatori economici

Per questa soluzione inizialmente è stato calcolato il VAN (Valore Attuale Netto) e quindi il tempo di ritorno dell'investimento effettuato.

$$VAN = -I_0 + \sum_j (R_j - C_j)(1 + a)^{-j}$$

Dove:

- j indica gli anni, infatti il VAN viene calcolato anno per anno fino ad arrivare a un valore positivo;
- I₀ è l'investimento iniziale (all'anno 0);

- a è il tasso di attualizzazione posto pari al 3%.
- R_j sono i ricavi annuali;
- C_j sono i costi totali annuali che comprendo i costi del combustibile e i costi O&M.

L'impianto utilizzato in questo sistema è cogenerativo e si è voluto vedere se potesse rientrare all'interno della categoria di impianti aventi diritto all'incentivazione dei certificati bianchi ed essere riconosciuto cogenerativo ad alto rendimento, come è stato spiegato nel capitolo 2.

Il primo parametro calcolato è stato il rendimento globale per valutare se l'energia elettrica prodotta possa essere considerata interamente cogenerativa oppure no. Infatti come si è visto se tale parametro è inferiore all' 80% per i cicli combinati e al 75% per le altre unità di cogenerazione, l'energia elettrica prodotta è solo in parte cogenerativa. Quindi se fosse superiore, come da normativa, l'energia elettrica e il calore utile nel calcolo del risparmio di energia primaria devono essere considerati interamente.

$$\eta I = \frac{E + H}{E_C}$$

Dove:

- E : energia elettrica totale annua in [kWh], somma dell'energia elettrica cogenerata e di quella non cogenerata, cioè quella misurata ai morsetti del generatore;
- H : calore utile annuo prodotto dall'impianto di cogenerazione in [kWh];
- E_C : energia totale annua del combustibile in [kWh] usata dall'impianto per la produzione di energia elettrica e calore.

Per quanto riguarda energia elettrica e calore utile prodotti dall'impianto sono stati calcolati dal modello ora per ora e quindi sommandole e moltiplicandole per i giorni di ciascun mese.

L'energia totale del combustibile che in questo caso è il cippato di legno è stata calcolata nel modo seguente:

$$E_C = m_{cipp,annua} * LHV \quad [kWh]$$

Dove:

- $m_{cipp,annua}$ è la quantità di cippato in [kg] consumata in un anno calcolata a partire dalla portata di massa oraria $m(i,j)_{fuel}$ calcolata prima;
- LHV , è il potere calorifico inferiore del cippato espresso in [kWh/kg]

Successivamente è stato calcolato un secondo parametro importante, il PES (*Primary Energy Saving*) o risparmio di energia primaria per valutare se l'impianto considerato possa essere cogenerativo ad alto rendimento. Si riporta di seguito solo l'equazione del PES e si fa riferimento al paragrafo 2.1.1 per la spiegazione del calcolo di tutti i parametri che la compongono.

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right] * 100 \quad [\%]$$

Una volta definita l'appartenenza dell'impianto alla CAR, è stato determinato l'indice che permette di calcolare i certificati bianchi, ossia il RISP e quindi il ricavo corrispondente al risparmio di energia primaria che consente di far rientrare prima l'investimento. Di seguito si riportano per completezza le equazioni del RISP e dei certificati bianchi.

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{RefE\eta} + \frac{H_{CHP}}{RefH\eta} - F_{CHP}$$

$$CB = (RISP * 0,086) * K$$

Dopo aver valutato il prezzo dei CB è stato ricalcolato il ricavo ottenuto grazie a questi e quindi il ricavo totale che va a incidere nel calcolo del VAN.

$$Ricavo_{CB} = CB * Prezzo_{CB} \quad [€]$$

$$R_{tot} = Ricavi_{th} + Ricavi_{el} + Ricavo_{CB} \quad [€]$$

6. Analisi dei risultati

6.1 Risultati preliminari

In questo capitolo si andranno ad analizzare i risultati ottenuti sia per i costi sia per il dimensionamento dell'accumulo termico di ogni scenario considerato. In particolare si andranno a spiegare le diverse prove fatte, i problemi riscontrati per quanto riguarda dimensionamento e resa economica e quindi le modifiche apportate per avere una soluzione migliore.

Gli scenari considerati inizialmente sono stati i seguenti:

1. impianto funzionante alla massima potenza durante tutta la giornata-accumulo-caldaie;
2. impianto funzionante alla massima potenza solo per alcune ore durante la giornata-accumulo-caldaie;
3. impianto funzionante a carico parziale-accumulo-caldaie.

Per ciascun scenario si è deciso di utilizzare 700 utenze come è stato spiegato nel capitolo 4.

Si è visto che usando il primo caso come logica di funzionamento dell'impianto, nei mesi invernali (Novembre, Dicembre, Gennaio, Febbraio) si riusciva ad ottenere un buon dimensionamento dell'accumulo termico in quanto in questo periodo la richiesta termica da parte dell'utente è elevata e tutto il calore rilasciato dall'impianto, insieme alle caldaie integrative viene utilizzato per soddisfare le utenze. In questo primo scenario il problema è sorto nei mesi restanti, ossia quelli estivi ed intermedi, infatti la richiesta da parte dell'utente diminuisce, riducendosi alla sola richiesta di calore per l'ACS nei mesi estivi. Questo portava ad avere un accumulo molto grande e un'elevata quantità di energia da dissipare a fine giornata. A titolo di esempio di seguito vengono riportati due esempi del livello di accumulo durante la giornata, uno per i mesi invernali (Gennaio) e l'altro per i mesi intermedi (Ottobre).

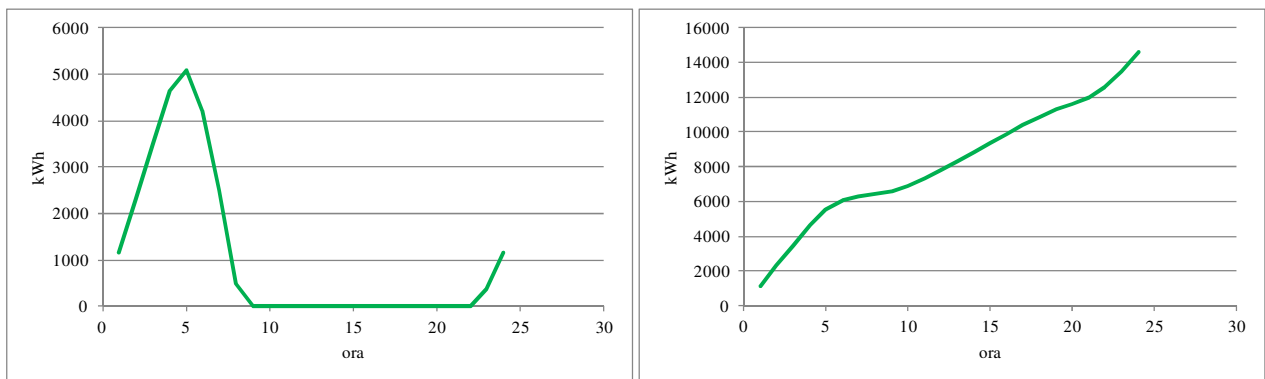


Figura 6.1. 1 Livello di energia nell'accumulo per il caso 1 a Gennaio (sx) e Ottobre (dx)

Si è pensato quindi di far funzionare l'impianto alla massima potenza, riducendo però le ore di funzionamento nei mesi più critici. In particolare nei mesi invernali, da Novembre a Febbraio, la logica di impianto non è stata modificata rispetto al caso precedente; mentre da Maggio a Settembre si è deciso di farlo funzionare dalle 8.00 alle 10.00, in Marzo e Aprile dalle 8.00 alle 13.00, in Ottobre dalle 8.00 alle 15.00. In questo modo si è riusciti ad ottenere dei livelli di accumulo di energia all'interno del serbatoio accettabili anche per i mesi estivi ed intermedi. Nel caso in esame i mesi che presentavano la problematica maggiore erano quelli estivi, infatti facendo funzionare l'impianto alla massima potenza anche se per tre ore al giorno risultava necessario l'uso delle caldaie integrative che in questi mesi si potrebbero evitare. La decisione di tale funzionamento dell'impianto dipende dal livello di energia all'interno del serbatoio che deve essere uguale a inizio e fine giornata. Di seguito si riporta il grafico che rappresenta l'andamento di impianto accumulo e caldaie integrative nel mese di Maggio.

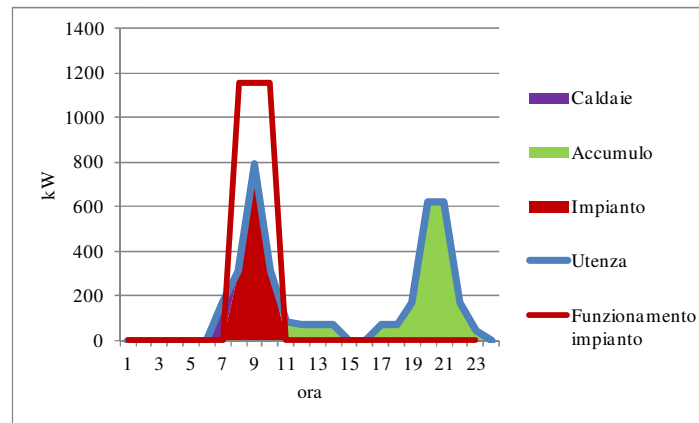


Figura 6.1. 2 Andamenti in Maggio per il caso 2

Infine si è pensato quindi di far funzionare l'impianto a carico parziale con una logica uguale per tutti i mesi calcolata tramite il modello in Matlab e vista nel capitolo 4 (modello). Si è visto però utilizzando una logica a carico parziale per tutti i mesi si andava a penalizzare soprattutto i mesi invernali.

Oltre a una valutazione di dimensionamento dell'accumulo è stata fatta anche una valutazione economica dei tre casi per cercare arrivare a una soluzione finale migliore.

In particolare nel capitolo 4 si è vista la procedura per il calcolo di costi relativi alle tecnologie componenti il sistema e i combustibili, ricavi e quindi la resa economica, che è stata utilizzata nei tre casi. In appendice A si possono trovare i risultati del costo di investimento, dei costi O&M delle tre tecnologie e dei costi di gas e cippato per i primi tre casi (*Tabella A.2. 1, Tabella A.2. 2, Tabella A.2. 3, Tabella A.2. 4, Tabella A.2. 5*).

I costi di investimento e O&M dell'impianto rimangono sempre gli stessi nei tre casi in quanto la potenza massima raggiunta è sempre la stessa. Non è così per l'accumulo e le caldaie integrative, infatti la capacità del serbatoio e la potenza massima che deve essere fornita dalle caldaie dipendono dalla logica di funzionamento dell'impianto. Nel primo caso si ottiene un accumulo molto grande perché facendo funzionare sempre l'impianto si ottiene come si è visto molto più calore di quello necessario all'utenza che deve essere accumulato. Nel secondo caso facendo funzionare l'impianto meno ore si ha bisogno di un accumulo più piccolo rispetto al primo e quindi meno costoso. Ma se da una parte diminuisce il costo del cippato in quanto si fa funzionare l'impianto meno ore, dall'altra aumenta il costo del gas perché aumenta il consumo di gas ossia l'utilizzo delle caldaie integrative. Per quanto riguarda il terzo caso si riesce ad avere un costo nettamente inferiore rispetto ai primi due per l'accumulo e il cippato ma crescono il costo del gas e delle caldaie integrative, perché se si riduce il funzionamento dell'impianto per fornire il calore richiesto all'utenza aumenta la potenza massima delle caldaie e il consumo di gas.

Prima di illustrare la quarta e ultima soluzione studiata si vogliono analizzare anche i ricavi e quindi le rese economiche ottenute nei tre casi.

Casi	Ricavi termici [€]	Ricavi elettrici [€]	Ricavi tot [€]	Costi tot [€]
Caso 1	777377,07	34313,73	811690,80	106619768,22
Caso 2	777377,07	17357,40	794734,48	502840,25
Caso 3	777377,07	14584,90	793631,12	529490,38

Tabella 6.1. 1 Ricavi - Costi casi 1,2,3

<i>Casi</i>	<i>Resa[Meuro]</i>	<i>Consumo [MWh]</i>
<i>caso 1</i>	-105,80	11338607,77
<i>caso 2</i>	0,29	7098,50
<i>caso 3</i>	0,24	6989,19

Tabella 6.1. 2 Resa - Consumi casi 1,2,3

I ricavi termici sono uguali per i tre casi perché come si è già visto sono dati dal prodotto della richiesta termica da parte dell'utenza per la tariffazione di riscaldamento e ACS. Per quanto riguarda invece i ricavi elettrici diminuiscono dal primo al terzo caso, infatti varia la logica di funzionamento dell'impianto.

Nel primo caso si hanno dei ricavi elevati, ma i costi sono molto più elevati, quindi si ottiene una resa economica negativa, facendo escludere questo tipo di soluzione.

Per il secondo caso si ottiene una resa maggiore rispetto al terzo in quanto il costo totale di combustibile è inferiore. Il costo del gas è più elevato rispetto al costo del cippato, quindi incide maggiormente sul costo totale anche se il consumo di gas è inferiore a quello del cippato. Per quanto riguarda i consumi di combustibile è più alto nel secondo caso perché l'impianto funziona per più ore rispetto al terzo e quindi si ha un consumo di cippato maggiore.

Di seguito si può osservare il grafico con le tre soluzioni a confronto, in funzione di resa economica annua e consumo di combustibile.

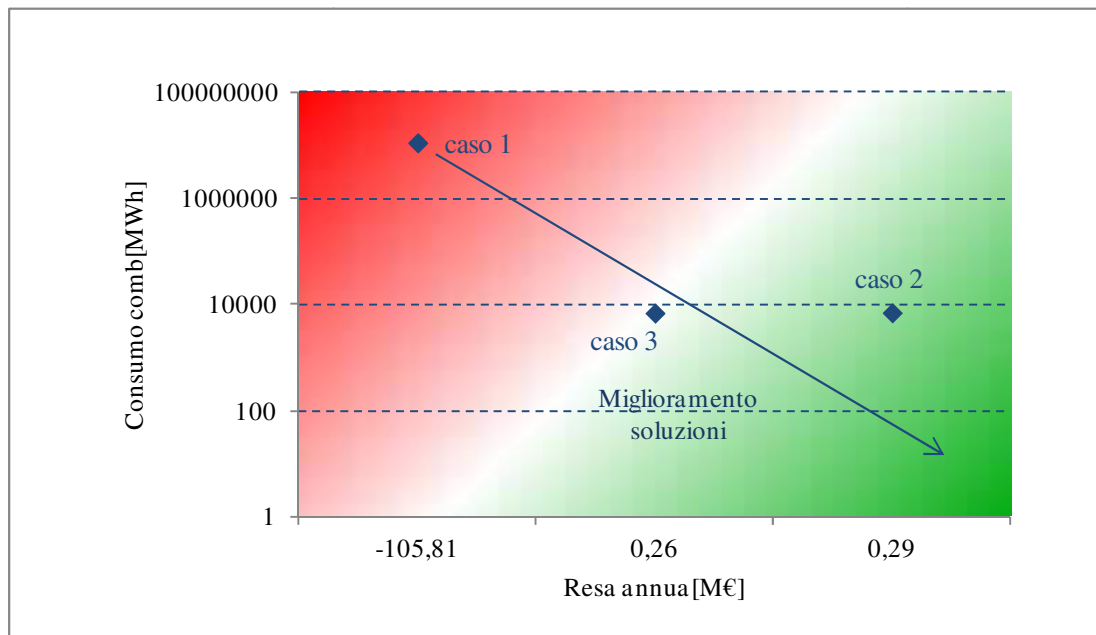


Figura 6.1. 3 Confronto casi 1,2,3

6.2 Risultati

La valutazione però non è solo economica, ma anche dimensionale, infatti per trovare una soluzione migliore si è partiti dalle ultime due soluzioni perché se da una parte con una logica di funzionamento dell'impianto di tipo 2 si ottiene una resa maggiore, dall'altra parte per alcuni mesi, soprattutto quelli estivi risulta migliore un funzionamento dell'impianto a carico parziale piuttosto che a pieno carico.

Inizialmente si è pensato di diminuire il numero di utenze in modo da cercare di diminuire il consumo di combustibile e quindi i relativi costi. Si è deciso dopo alcune valutazioni che il numero più opportuno fosse 620.

In particolare la richiesta termica viene soddisfatta dall'impianto, dall'accumulo e dove è necessario dalle caldaie integrative. Nei mesi invernali, dove il fabbisogno termico è elevato, considerando il funzionamento dell'impianto a carico parziale ma anche con funzionamento alla massima potenza per tutto il giorno, maggiore è il numero di utenze, maggiore è la richiesta termica che deve essere soddisfatta dalle caldaie in quanto la taglia dell'impianto è fissa. Quindi all'aumentare delle utenze aumenta la quantità di gas da utilizzare con un conseguente aumento del suo costo, che come si può osservare dalla tabella di seguito risulta essere una parte importante nel calcolo del costo totale dei combustibili. Si è preso come esempio il mese di Gennaio per tre casi 800, 700 e 620 utenze con l'impianto funzionante alla potenza massima.

<i>GENNAIO</i>				
<i>Utenze</i>	<i>gas [m3]</i>	<i>costo gas [€]</i>	<i>cippato [kg]</i>	<i>costo cipp [€]</i>
800	206699,32	150890,50	31523,98	2679,54
700	138014,78	100750,79	31523,98	2679,54
620	83067,15	60639,02	31523,98	2679,54

Tabella 6.2. 1 Gennaio 800,700,620 utenze: Costo gas – Costo cippato

Dall'altro lato minore è il numero di utenze minore è l'utilizzo dell'impianto in quanto cala il fabbisogno richiesto dall'utenza, ma il costo dell'impianto rimane lo stesso in quanto la taglia dell'impianto è fissa ed è una parte importante rispetto al costo totale. Inoltre diminuendo troppo il numero di utenze diminuiscono i ricavi.

Successivamente si è passati ad analizzare la logica di funzionamento dell'impianto partendo dagli ultimi due casi (2,3).

Ad esempio nei mesi invernali si è visto che la soluzione migliore si otteneva utilizzando l'impianto alla massima potenza (1157 kW) durante tutte le 24 ore come nel caso 2, quindi è stata adottata questa logica in Novembre, Dicembre Gennaio e Febbraio. Per quanto riguarda i mesi estivi ossia da Maggio a Settembre si è visto che la logica di funzionamento dell'impianto dei casi 2 e 3, anche con 620 utenze non portava a buoni risultati per il funzionamento dell'accumulo. Inizialmente si è fatto funzionare l'impianto per tutto il giorno al 10% della potenza massima, in questo modo si otteneva un funzionamento dell'accumulo migliore, ma non ottimale, in quanto erano comunque necessarie le caldaie. Successivamente è stata quindi modificata la logica di funzionamento dell'impianto in modo da non dover usare le caldaie.

In particolare si è scelto di far funzionare l'impianto per meno ore ma con una potenza superiore, infatti è stato fatto funzionare al 20% della potenza massima dalle 3 del mattino alle 16.

Nei mesi intermedi ossia Ottobre, Marzo e Aprile inizialmente è stata usata la logica del carico parziale (caso 3) con il risultato di un uso eccessivo da parte delle caldaie, che con 620 utenze è possibile evitare. Quindi per questi mesi sono state modificate le logiche di funzionamento dell'impianto in modo da soddisfare la richiesta dell'utenza con l'impianto e l'accumulo.

Di seguito si possono osservare i grafici ad aree che rappresentano il fabbisogno termico dell'utenza dato dall'impianto, dall'accumulo e dalle caldaie, inoltre sono rappresentati gli andamenti in kWh dei livelli all'interno dell'accumulo per ciascun mese.

Per quanto riguarda la logica di accumulo, già illustrata nel capitolo 4 prevede di dargli precedenza, ed eventualmente ,se necessario utilizzare le caldaie per rispondere al fabbisogno termico. In questo modo però il serbatoio di accumulo soprattutto nei mesi invernali si svuotava abbastanza velocemente, come si può osservare dal grafico seguente che rappresenta l'andamento di energia all'interno dell'accumulo per 620 utenze nel mese di Gennaio.

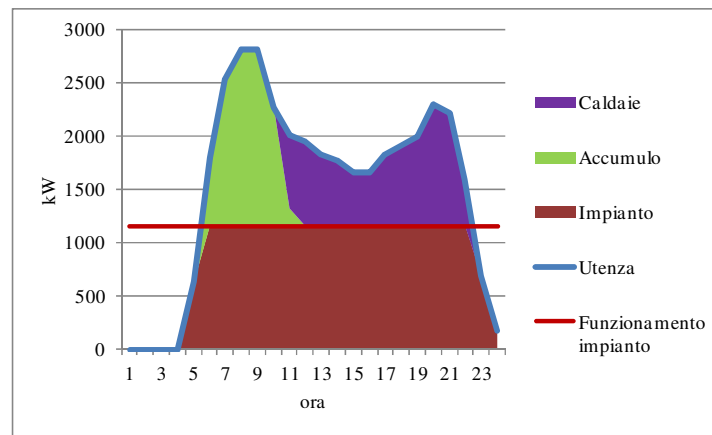


Figura 6.2. 1 Resa termica di sistema Gennaio 620 utenze

Quindi per cercare di avere un accumulo più equo, si è pensato di distribuire le quantità accumulate in modo più equo durante la giornata. Cioè in Dicembre, Gennaio e Febbraio si è cercato di mantenere quanto più possibile costante la quantità di energia rilasciata dall'accumulo nel corso della giornata.

6.2.1 Fabbisogno termico

In questo paragrafo si vedranno i risultati del quarto caso, ottenuti per quanto riguarda l'andamento del livello di energia termica all'interno dell'accumulo e l'andamento di impianto, accumulo e caldaie per rispondere al fabbisogno termico dell'utenza.

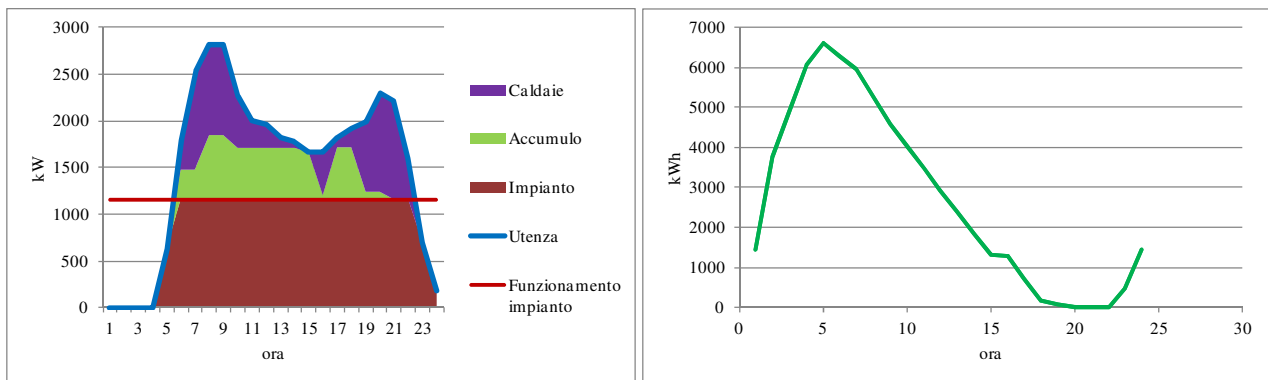


Figura 6.2. 2 Risultati Gennaio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

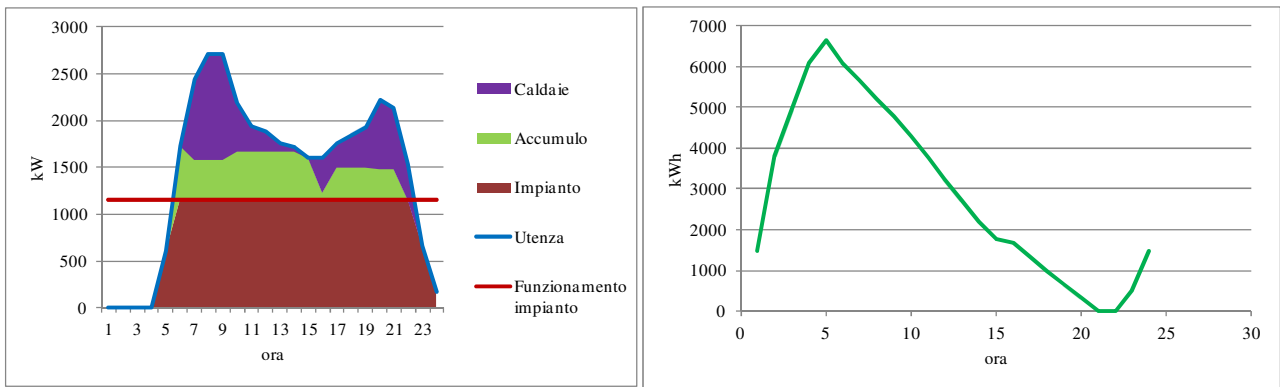


Figura 6.2. 3 Risultati Febbraio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

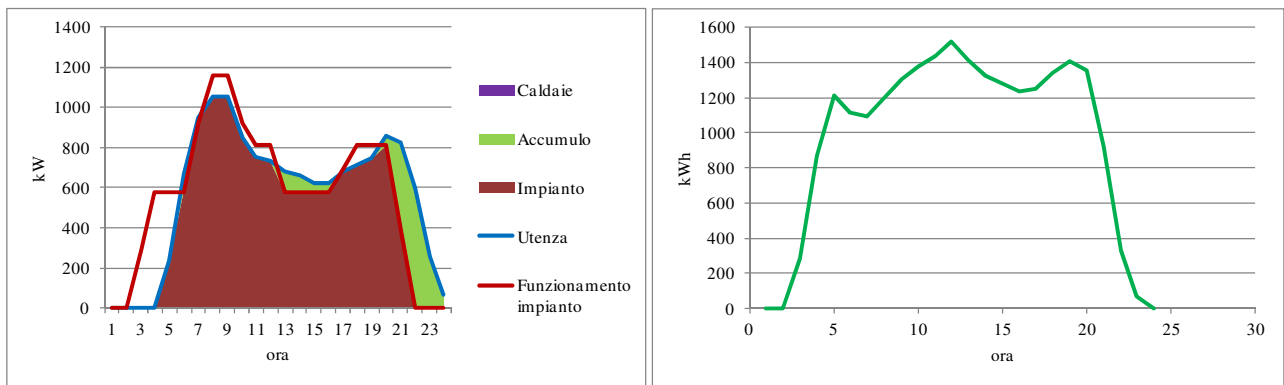


Figura 6.2. 4 Risultati Marzo: resa termica di sistema (sx) – Livello accumulo (dx)

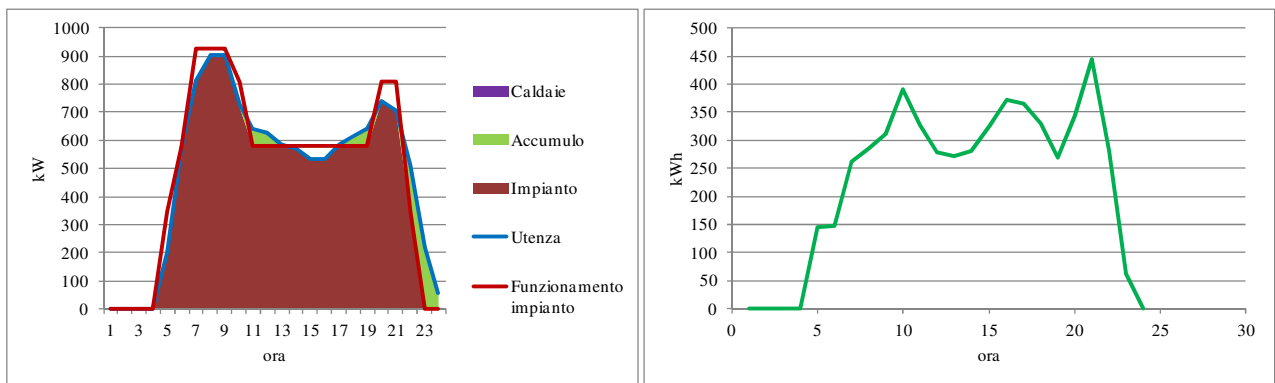


Figura 6.2. 5 Risultati Aprile: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

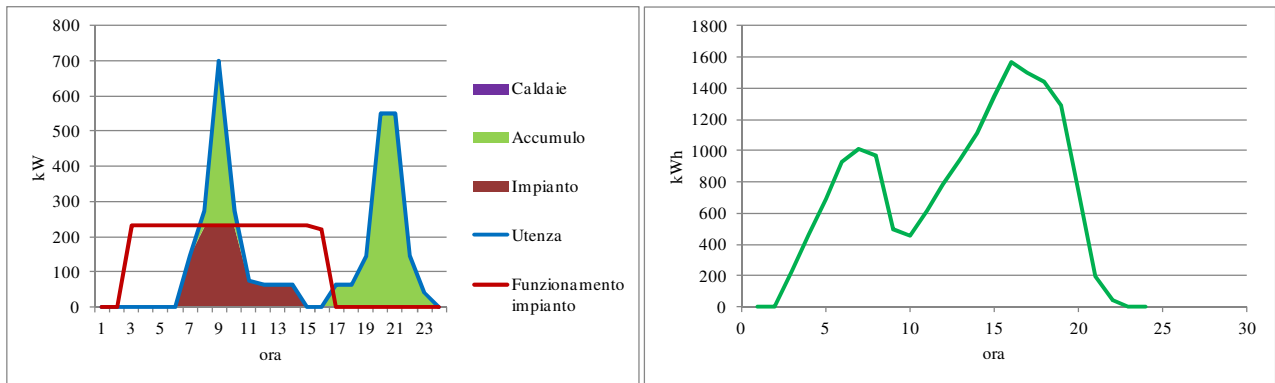


Figura 6.2. 6 Risultati Maggio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

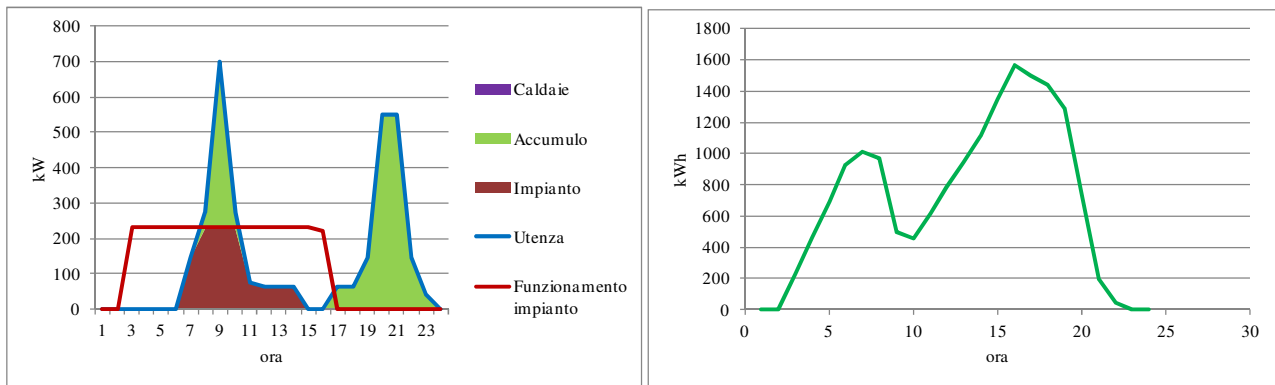


Figura 6.2. 7 Risultati Giugno: Resa termica di sistema(sx) - Livello accumulo (dx)

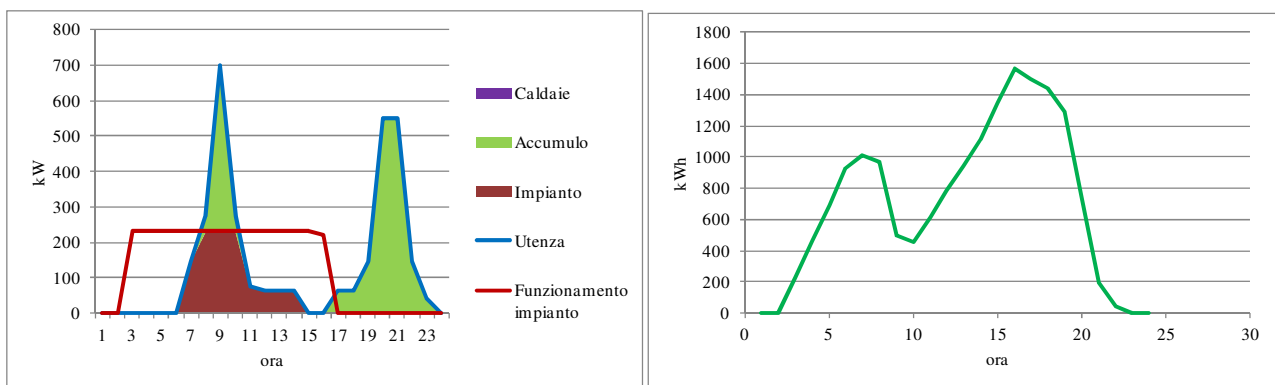


Figura 6.2. 8 Risultati Luglio: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

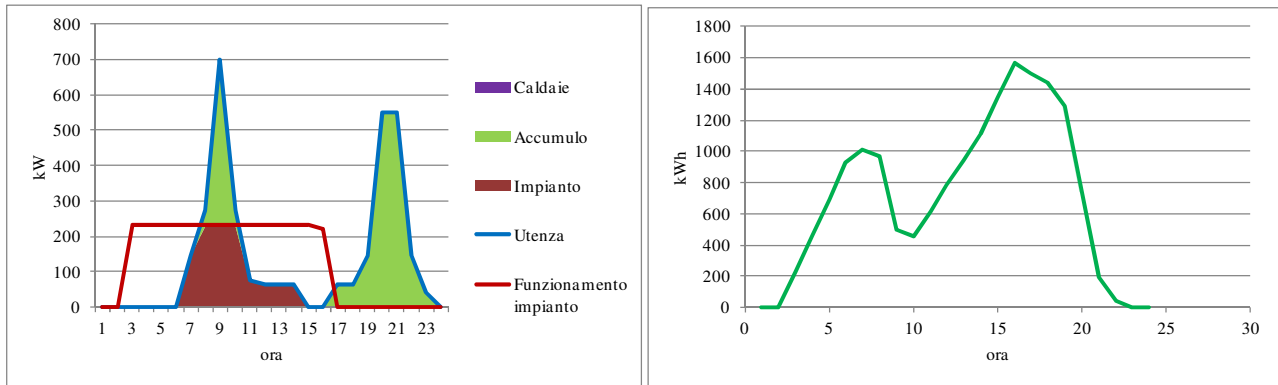


Figura 6.2. 9 Risultati Agosto: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

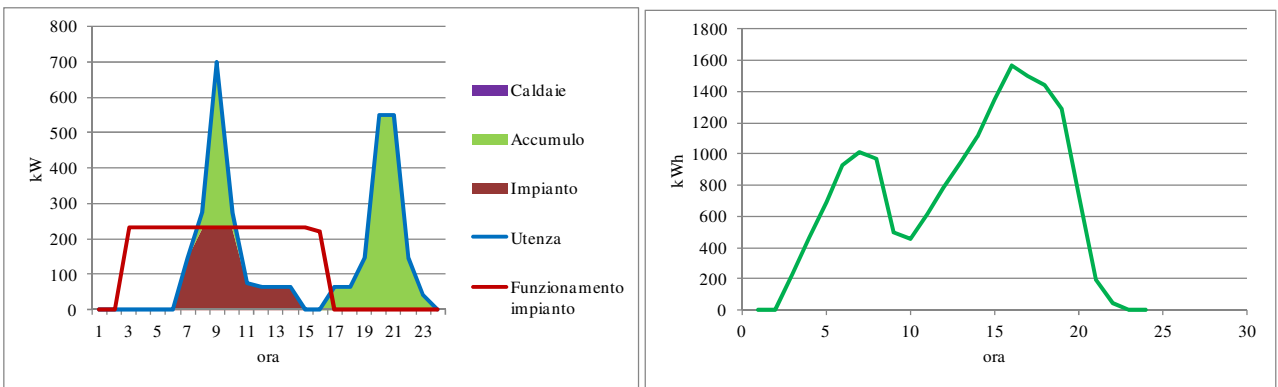


Figura 6.2. 10 Risultati Settembre: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

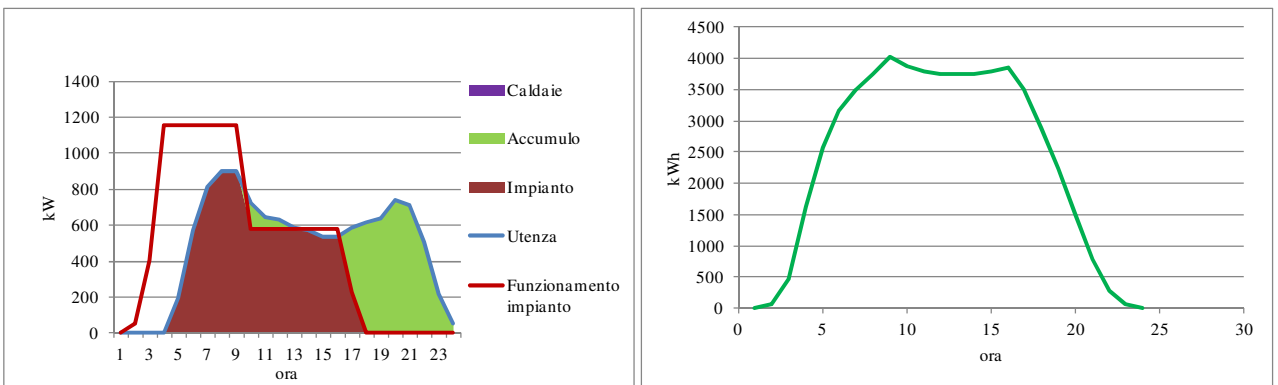


Figura 6.2. 11 Risultati Ottobre: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

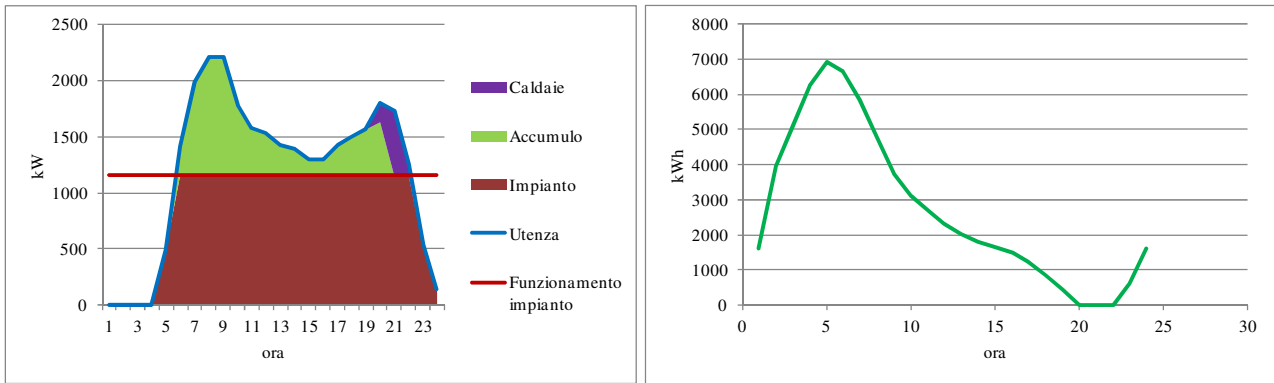


Figura 6.2. 12 Risultati Novembre (sx): Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

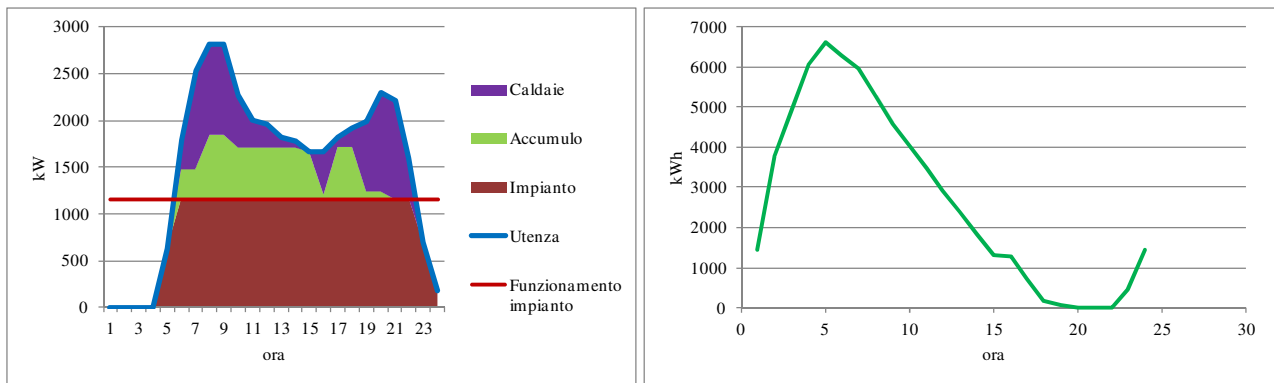


Figura 6.2. 13 Risultati Dicembre: Resa termica di sistema (sx) - Livello accumulo (dx)

Nella tabella sottostante si possono osservare i valori massimi mensili per il volume del serbatoio di accumulo in [m³] e per la potenza delle caldaie in [kW].

Mesi	V accumulo [m ³]	P caldaie [kW]
gennaio	186,19	1057,32
febbraio	187,73	1124,38
marzo	42,77	0,00
aprile	10,45	0,00
maggio	44,20	0,00
giugno	44,20	0,00
luglio	44,20	0,00
agosto	44,20	0,00
settembre	44,20	0,00
ottobre	113,22	0,00
novembre	195,30	577,26
dicembre	186,19	1057,32

Tabella 6.2. 2 Risultati mensili: Volume accumulo - Potenza caldaie

Quindi per il dimensionamento di entrambi si prendono i valori massimi tra i massimi mensili ossia:

- $V_{\text{accumulo}} = 195 \text{ m}^3$ circa;
- $P_{\text{caldaie}} = 1124 \text{ kW}$ circa.

Infine nella Tabella A.2.6 in appendice si può osservare la logica di funzionamento dell'impianto mese per mese in cui le potenze termiche sono espresse in [kW].

6.2.2 Fabbisogno elettrico

Per quanto riguarda il fabbisogno elettrico dell'utenza, viene soddisfatto dall'impianto e dall'energia elettrica comprata dalla rete. La potenza elettrica erogata dall'impianto è una conseguenza delle decisioni prese per la potenza termica, infatti viene seguito il carico termico.

Inoltre per il calcolo della potenza elettrica erogata si è tenuto conto di quella autoconsumata dall'impianto stesso come si è spiegato nel capitolo 4, in particolare la potenza elettrica auto consumata è pari al 10,27% della totale.

Nei grafici seguenti infatti si osserva come la richiesta elettrica (linea azzurra) sia data dalla somma delle aree rossa (impianto) e gialla (P elettrica dalla rete). Inoltre con la linea nera vengono rappresentate le ore di funzionamento dell'impianto, infatti in qualche caso se per alcune ore l'utenza richiede una potenza inferiore rispetto a quella data dall'impianto, quest'ultima viene venduta alla rete (area bianca).

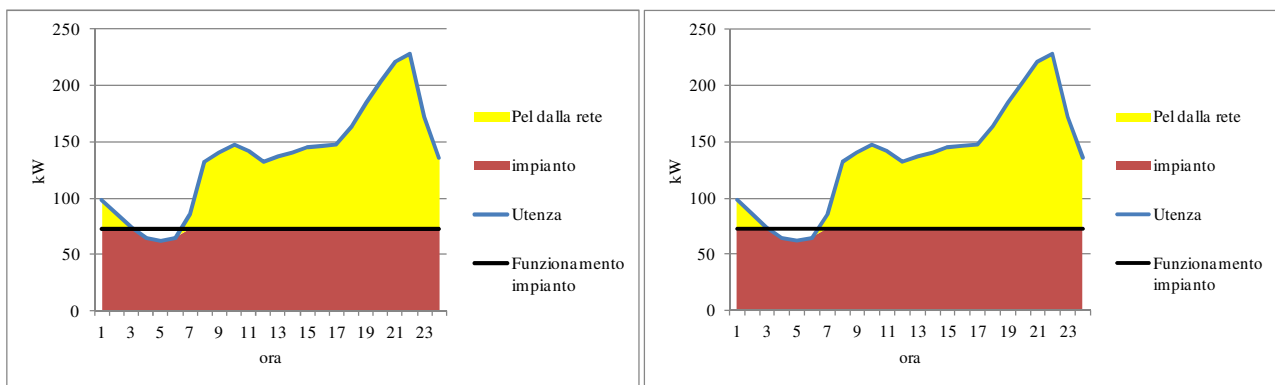


Figura 6.2. 14 Risultati Gennaio (sx) – Febbraio (dx): Resa elettrica di sistema

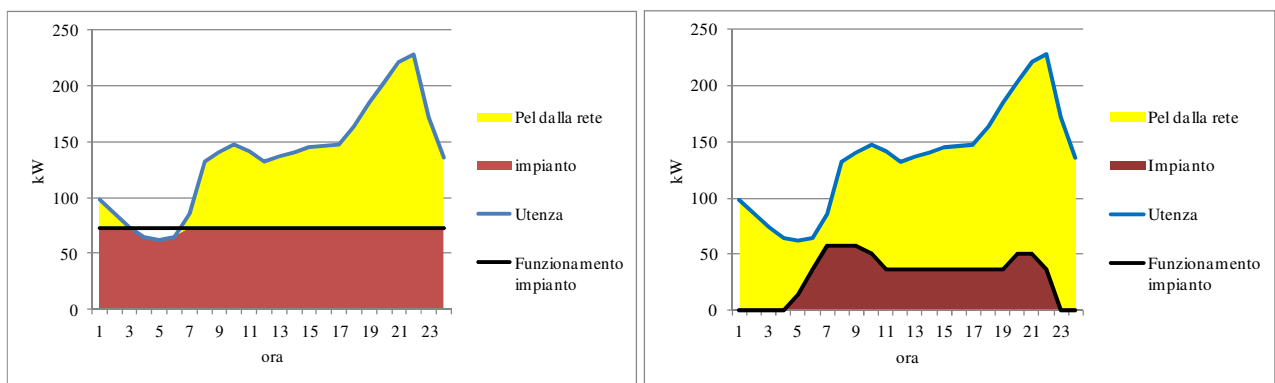


Figura 6.2. 15 Risultati Marzo (sx) – Aprile (dx): Resa elettrica di sistema

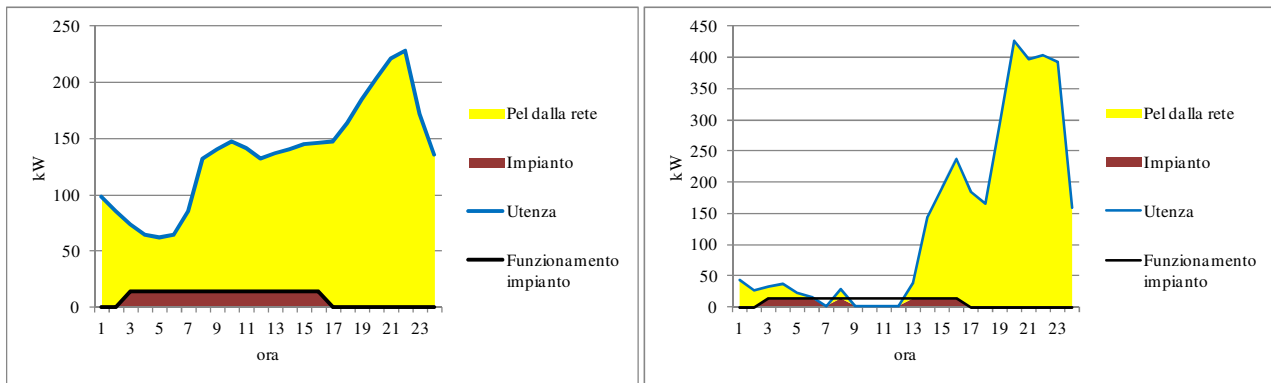


Figura 6.2. 16 Risultati Maggio (sx) – Giugno (dx): Resa elettrica di sistema

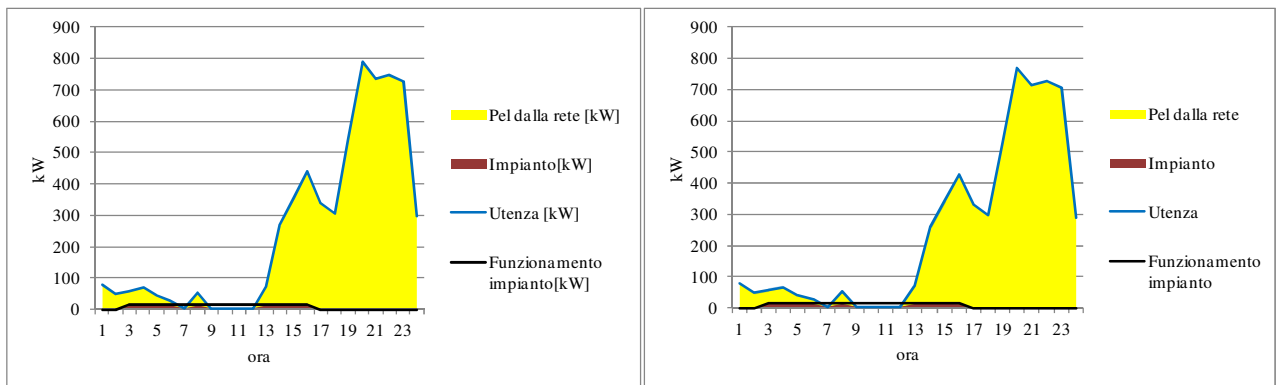


Figura 6.2. 17 Risultati Luglio (sx) – Agosto (dx): Resa elettrica di sistema

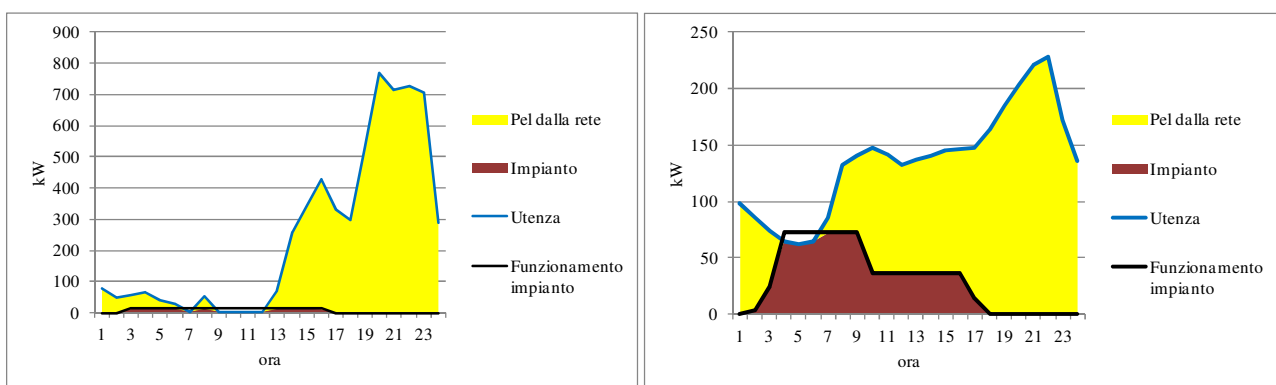


Figura 6.2. 18 Risultati Settembre (sx) – Ottobre (dx): Resa elettrica di sistema

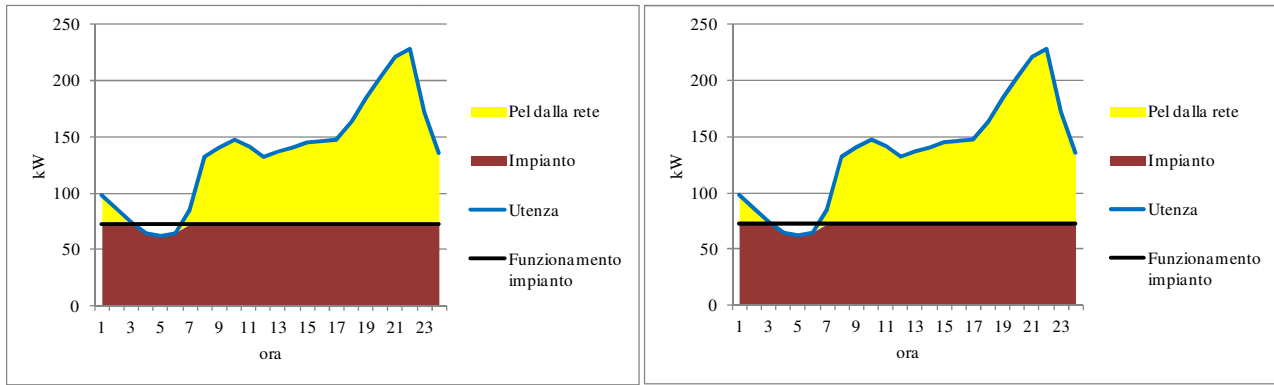


Figura 6.2. 19 Risultati Novembre (sx) – Dicembre (dx): Resa elettrica di sistema

Nelle due tabelle (Tabella A.2.7, Tabella A.2.8) in appendice si possono osservare le quote di potenza auto consumata dall'impianto e quella erogata ora per ora per ogni giorno tipo del mese.

6.2.3 Risultati economici quarta soluzione

Dopo il dimensionamento dell'accumulo termico sono stati calcolati costi, ricavi e resa economica anche per quest'ultima soluzione mettendola a confronto con le precedenti. Inoltre si è voluto calcolare il VAN e quindi il tempo di ritorno di tale investimento.

tecnologia	u.m	$c_{inv} \text{ [€/u.m]}$	P_{max}/C_{max}	$C_{inv} \text{ [€]}$	$C_{O\&M} \text{ [€/]}$
impianto	kW	5000	1157,00	5785000,00	289250,00
accumulo	litri	0,29	195296,39	56635,95	1699,08
caldaie integrative	kW	28	1124,38	31482,60	1574,13

Tabella 6.2. 3 Caso 4: Costi di investimento - Costi O&M

Dove:

- P_{max} è la massima potenza che le caldaie devono essere in grado di fornire espressa in [kW];
- C_{max} è la capacità massima del serbatoio di accumulo espressa in [litri];
- M_{comb} è la quantità totale in un anno di combustibile, per il gas si esprime in [m³], mentre per il cippato in [kg].

combustibile	u.m	$c \text{ [€/u.m]}$	M_{comb}	$C_{comb} \text{ [€]}$
gas	m ³	0,73	81721,33	59656,57
cippato	kg	0,040	1322423,08	52896,92

Tabella 6.2. 4 Caso 4: Costo gas - Costo cippato

Casi	Ricavi termici [€/]	Ricavi elettrici [€/]	Ricavi tot [€/]	Costi tot [€/]
Caso 4	688533,98	18467,65	709104,70	405076,70

Tabella 6.2. 5 Caso 4: Ricavi - Costi

I risultati importanti a cui si è arrivati sono principalmente due ossia un utilizzo inferiore delle caldaie, infatti la potenza massima ottenuta è inferiore ai casi 2 e 3, che comporta un loro costo inferiore. Il secondo è la

riduzione notevole di quantità di gas necessaria e questo comporta un costo molto inferiore ai casi precedenti.

Dall'altra parte è aumentato il consumo di cippato, quindi il suo costo, ma avendo un costo specifico basso nel calcolo della resa non ha un peso elevato, infatti alla fine i costi totali sono più bassi rispetto agli altri casi.

Per quanto riguarda i ricavi, in particolare quelli elettrici risultano più elevati rispetto ai casi precedenti. Questo si ripercuote positivamente sulla resa economica il cui risultato come si può osservare di seguito ha un valore più alto rispetto ai casi 2 e 3.

Casi	Resa[Meuro]	Consumo [MWh]
caso 1	-105,81	11338607,77
caso 2	0,29	7098,50
caso 3	0,26	6989,19
caso 4	0,30	6337,88

Tabella 6.2. 6 Resa - Consumi casi 1,2,3,4

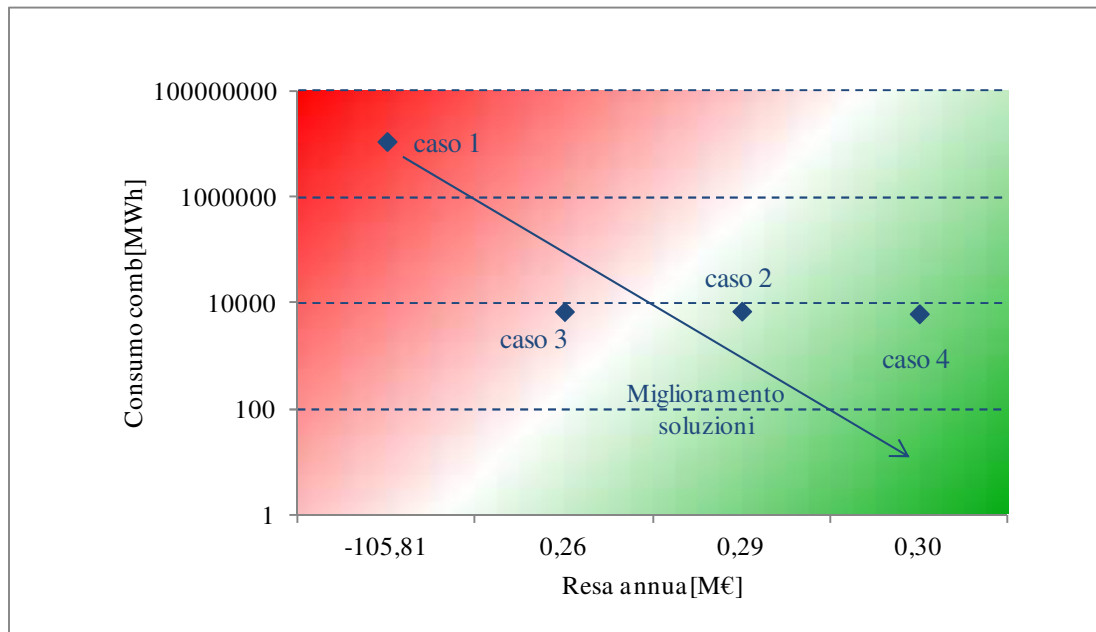


Figura 6.2. 20 Confronto casi 1,2,3,4

Infine si è voluto vedere quale fosse il tempo di ritorno dell'investimento, quindi se fosse fattibile economicamente. E' stato quindi calcolato il Valore Attuale Netto e nel grafico seguente si può osservare l'andamento. Si riportano per chiarezza anche i valori che rientrano nel calcolo del VAN.

PARAMETRI CALCOLO VAN				
C_{inv} [€]	$C_{O\&M}$ [€]	C_{comb} [€]	$Ricavi_{tot}$ [€]	a
5,93E+06	2,93E+05	1,13E+05	7,07E+05	0,03

Tabella 6.2. 7 Parametri per il calcolo del VAN

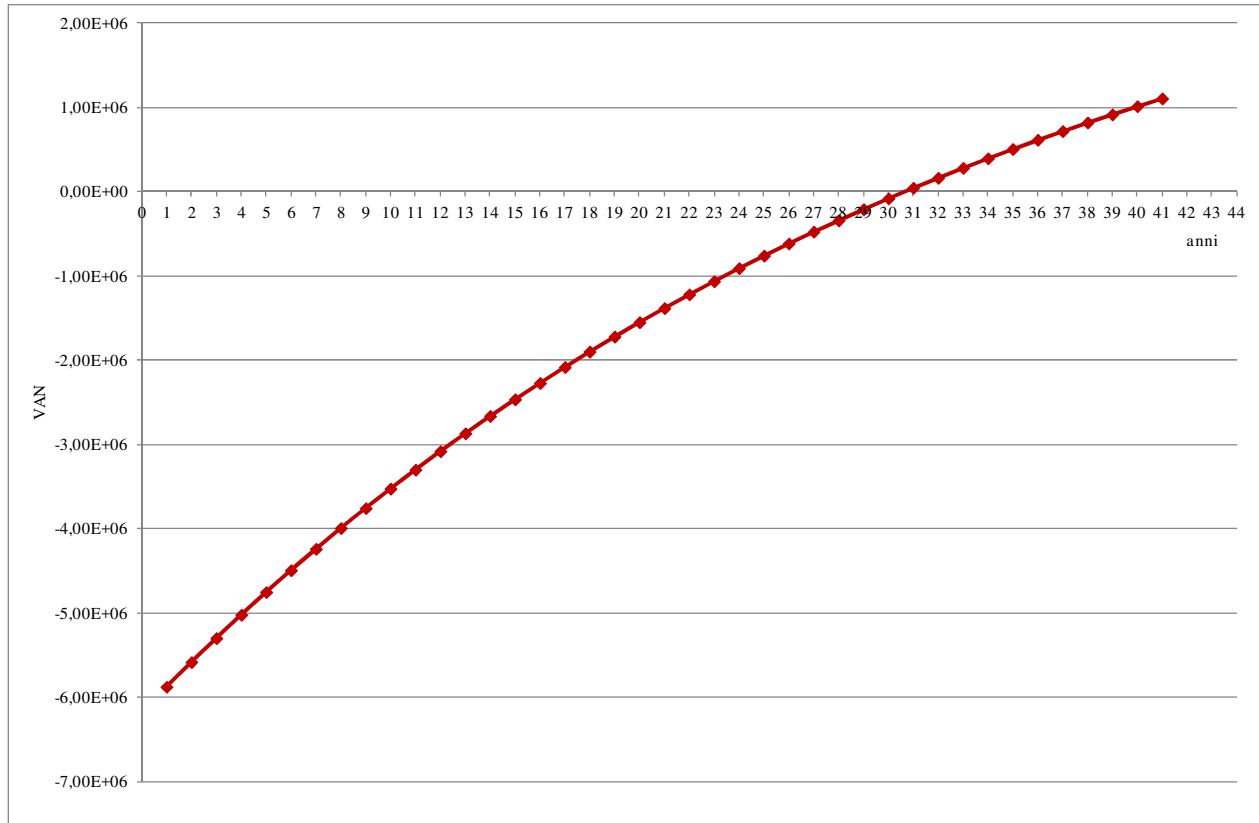


Figura 6.2. 21 VAN e tempo di ritorno dell'investimento

Dal grafico si deduce che per recuperare l'investimento ci vogliono 30 anni, risultato abbastanza buono ma non lo rende fattibile se si considera che la vita media di un impianto è di 25 anni.

Dato questo risultato, sapendo che l'impianto utilizzato per tale sistema è cogenerativo si è voluto vedere se potesse avere accesso all'incentivazione dei Certificati Bianchi (CB) e come questi possano incidere nel calcolo del VAN e quindi del tempo di ritorno dell'investimento.

Il procedimento fatto è già stato spiegato nel capitolo 5, qui si vogliono riportare i risultati ottenuti e i valori delle variabili utilizzate nel calcolo del rendimento globale, del PES, del RISP e del numero di certificati bianchi.

CALCOLO DI $\eta_{globale}$			
$E_{el} [kWh]$	$E_{th} [kWh]$	$E_{comb} [kWh]$	$\eta_{globale} [-]$
311248,8499	4965219,22	5554176,916	0,95

Tabella 6.2. 8 Parametri per il calcolo di $\eta_{globale}$

Da questo risultato si deduce che l'energia elettrica è considerata interamente cogenerativa, infatti il rendimento globale risulta essere maggiore del valore soglia imposto dalla normativa per le unità di cogenerazione (0,75). Perciò nel calcolo del risparmio di energia, calore ed energia elettrica devono essere considerati interamente.

Successivamente si è voluto calcolare il PES (*Primary Energy Saving*) per definire o meno l'appartenenza all'incentivazione dedicata agli impianti cogenerativi ad alto rendimento.

CALCOLO DEL PES				
$CHPH\eta$ [-]	$CHPE\eta$ [-]	$RefH\eta$ [-]	$RefE\eta$ [-]	PES [%]
0,89	0,06	0,86	0,31	18,19

Tabella 6.2. 9 Parametri per il calcolo del PES

Tutti i parametri sono stati definiti nel capitolo precedente quindi di seguito si vogliono solo riportare i dati per il calcolo dei rendimenti di riferimento presi dalla normativa.

Per quanto riguarda il rendimento di riferimento termico è stato preso il valore facendo riferimento a combustibili a base di legno e produzione di vapore/acqua calda.

Anche il rendimento di riferimento elettrico è stato preso in funzione del combustibile utilizzato, ma poi corretto in funzione della zona climatica (Veneto), aggiungendo un fattore in punti percentuali pari a + 0,369, e in funzione della tensione della rete elettrica a cui è collegato l'impianto. Sono stati presi due coefficienti, uno per l'energia elettrica auto consumata e l'altro per quella ceduta alla rete a una tensione pari a 500 V presa dai dati dell'impianto di Zuccato Energia.

L'impianto in questione ha una potenza elettrica inferiore a 1 MW quindi il PES che risulta essere pari al 18% circa è maggiore dello 0% , facendo quindi rientrare l'impianto nella categoria CAR.

Successivamente sono stati calcolati il RISP e il numero di certificati bianchi ottenendo i risultati seguenti.

CALCOLO DEL RISP						
H_{CIIP} [kWh]	E_{CIIP} [kWh]	$Re/H\eta$ [kWh]	$Re/E\eta$ [kWh]	F_{CIIP} [kWh]	RISP [kWh]	RISP [MWh]
4965219,22	311248,85	0,86	0,03	5554176,92	699399,56	699,40

Tabella 6.2. 10 Parametri per il calcolo del RISP

Anche in questo caso i rendimenti di riferimento sono stati presi dalla normativa e in particolare quello elettrico preso pari al 46% (definito dalla normativa) è stato corretto come nel caso precedente.

Grazie a questo parametro è possibile valutare il numero di certificati bianchi sapendo che ognuno comporta un risparmio di energia pari a 1 tep.

CALCOLO DEI CB		
coeff	k [-]	CB [n°]
0,086	1,4	84

Tabella 6.2. 11 Certificati Bianchi

Si è preso k pari a 1,4 perché la potenza elettrica è inferiore a 1 MWe, mentre il coefficiente 0,086 è fisso e serve per la conversione del RISP da MWh a tep.

Sapendo quindi quanti tep di energia vengono risparmiati nell'anno, per fare una valutazione economica è necessario sapere il valore monetario dei certificati bianchi dato dal GME. Si è visto che dal 2016 i prezzi di acquisto dei certificati o titoli di efficienza energetica ha iniziato a salire da un valore di 100-140 €, che fino al 2016 è rimasto circa costante, arrivando a un valore di circa 480 € a Febbraio 2018. Per la valutazione del prezzo da considerare nel caso in esame si è andati a vedere i costi mensili dei certificati bianchi dal 2016 ad oggi, sono state fatte le medie mensili e

successivamente annuali e quindi ne è stato graficato l'andamento. Per completezza si riportano sia il grafico in funzione dei mesi dal 2016 ad oggi, sia il grafico in funzione delle medie annuali.

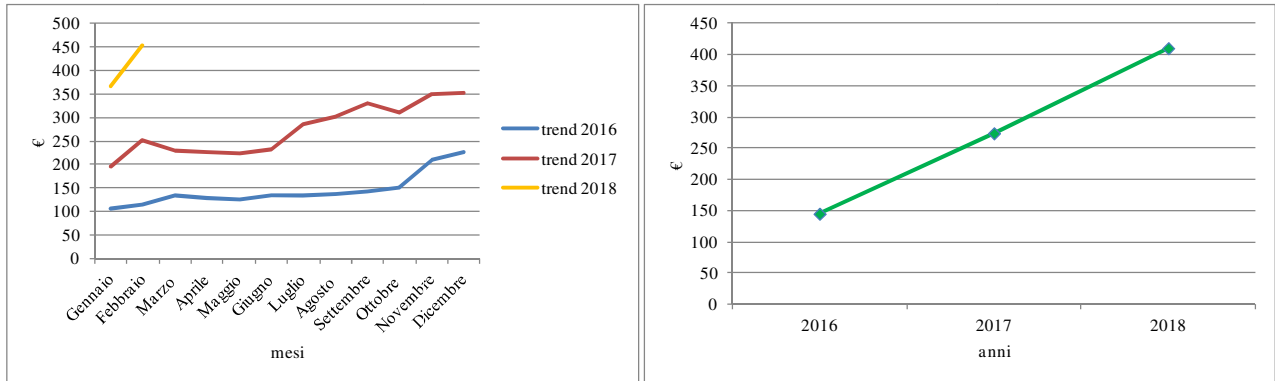


Figura 6.2. 22 Medie mensili prezzi CB (sx) – Andamento prezzo CB (dx)

In questa tesi si è preso come prezzo di riferimento per i certificati bianchi una media prezzi dati dal GME nei primi mesi del 2018 in modo da rimanere cautelativi in quanto dati gli andamenti si osserva una crescita dei prezzi abbastanza veloce.

Conoscendo il risparmio di energia primaria, il numero di certificati bianchi e quindi i tep di energia risparmiati si vuole vedere come questo risparmio incide nel calcolo del tempo di ritorno dell'investimento. I ricavi ottenuti grazie ai certificati bianchi sono stati sottratti ai ricavi calcolati in precedenza e quindi è stato calcolato il VAN considerando che per questo tipo di sistema tale incentivazione ha una durata di 15 anni. Di seguito si riportano i risultati relativi al ricavo dato dai certificati bianchi e il tempo di ritorno dell'investimento.

RISULTATI FINALI		
Prezzo CB[€]	Ricavo CB [€]	Ricavo tot [€]
410,00	34525,16	741526,79

Tabella 6.2. 12 Risultati finali: Ricavo CB - Ricavo tot

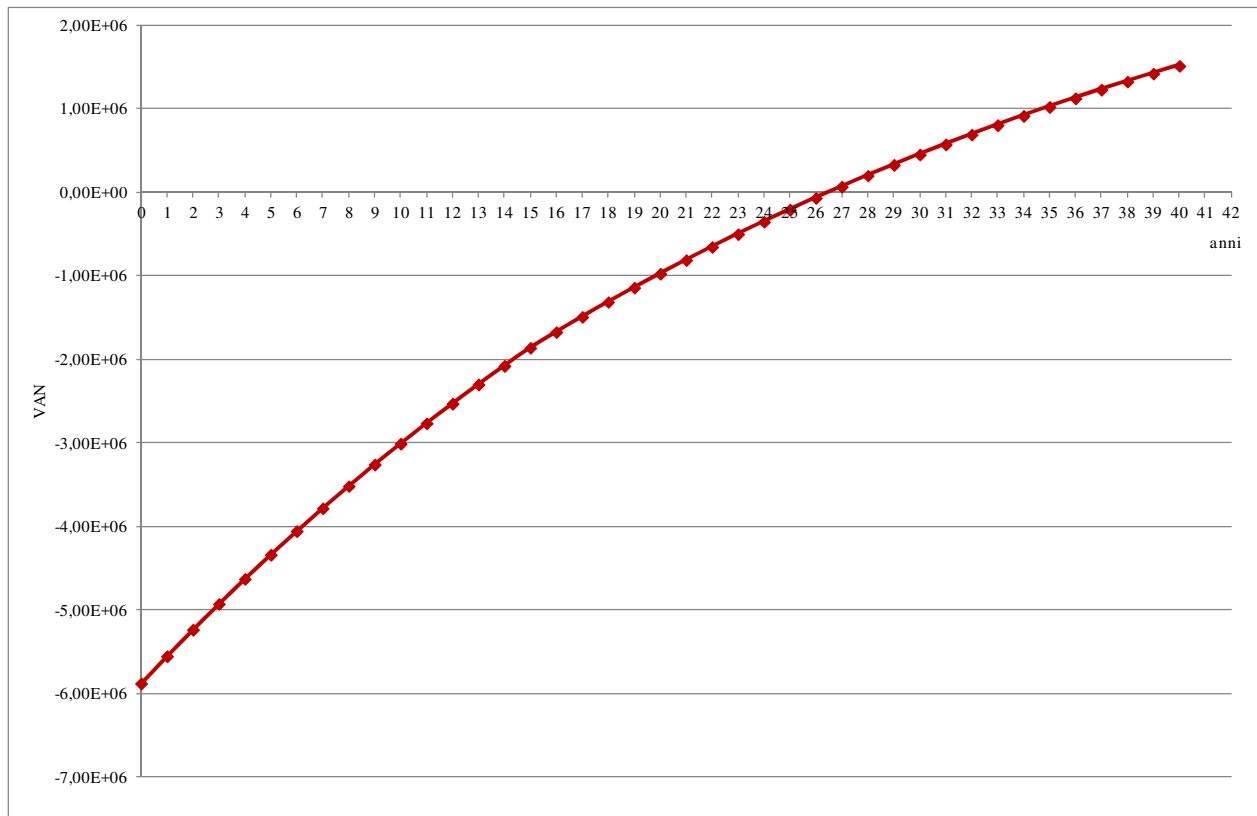


Figura 6.2. 23 VAN e tempo di ritorno con l'incentivazione dei CB

Si vede dal grafico che andando a considerare l'incentivazione data dai certificati bianchi nel calcolo del tempo di ritorno, si ottiene pari a 27 anni inferiore rispetto al caso precedente (30 anni).

7. Conclusioni

Grazie a questa tesi si è visto in che modo un sistema di teleriscaldamento alimentato da un impianto cogenerativo ORC e con un serbatoio di accumulo termico possa rispondere al fabbisogno termico ed elettrico di utenze condominiali poste al Nord Italia.

E' stata determinata e discussa la soluzione migliore per il dimensionamento dell'accumulo tenendo conto anche degli aspetti economici.

Nel *Capitolo 2* sono state studiate le caratteristiche principali di un Ciclo Rankine a fluido Organico e i vantaggi rispetto a un Ciclo Rankine tradizionale. Poi si sono viste alcune applicazioni pratiche di tali cicli e più nel dettaglio dei cicli ORC cogenerativi come quelli prodotti da Turboden e Zuccato Energia.

Si è deciso di utilizzare un ciclo cogenerativo rispetto a un impianto tradizionale perché, come spiegato nel *Capitolo 3*, grazie alla cogenerazione viene prodotta sia energia elettrica che termica e quest'ultima viene utilizzata per il riscaldamento. Questi impianti inoltre, se rispettano alcuni vincoli, possono aver accesso alle incentivazioni come i Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica grazie ai quali si riescono a ridurre i costi. Si sono visti inoltre i vantaggi di un tale impianto se applicato a una rete di teleriscaldamento. Tra questi vi sono una maggior efficienza energetica globale perché il calore di scarto, al condensatore, non viene disperso, ma utilizzato per il riscaldamento delle utenze. Inoltre vi è un risparmio sui costi di manutenzione ed eventuale sostituzione degli impianti presso gli utenti perché le caldaie sono centralizzate. Infine è stata fatta una panoramica sulle diverse generazioni di teleriscaldamento e tipologie di rete.

Nel *Capitolo 4* sono state evidenziate le differenze sostanziali tra le varie tipologie di accumulo termico, in particolare, sensibile, latente e termochimico. E' stato approfondito maggiormente l'accumulo termico sensibile in quanto usato all'interno di questa tesi. Sono state spiegate le applicazioni principali e in particolare i serbatoi di accumulo termico associati a impianti di teleriscaldamento per la produzione di calore e ACS, come ad esempio quello di Bolzano, visto a fine capitolo.

Dopo quest'analisi teorica dei componenti principali del sistema adottato nella tesi si è passati ad analizzare, nel *Capitolo 5*, la parte più tecnica, ossia il modello costruito per arrivare al risultato ottenuto. Inizialmente sono state ricavate le curve di carico per una singola utenza condominiale per ogni giorno tipo mensile mettendo insieme le curve giornaliere per il giorno tipo con quelle medie mensili, tratte da [84]. Poi è stata fatta un'analisi preliminare per il numero delle utenze da soddisfare con il sistema in esame, scegliendo 700 utenze, in modo da soddisfare la richiesta termica non solo grazie all'impianto ma anche al serbatoio di accumulo. Successivamente è stato creato il modello in *Matlab* del ciclo ORC per la determinazione delle caratteristiche termodinamiche, la potenza elettrica, diversa dal ciclo di partenza, e i rendimenti termico ed elettrico. In particolare tale impianto ha una potenza termica di 1157 kW_{th} ed eroga alla turbina una potenza elettrica di $80,83 \text{ kW}_{el}$, con un rendimento termico pari all'89% ed elettrico pari al 6%, basso rispetto a quello termico perché è stata privilegiata la parte termica, infatti si è voluto recuperare tutto il calore disponibile al condensatore.

Si è voluto poi accoppiare tale impianto al serbatoio di accumulo termico e ad eventuali caldaie integrative, per rispondere al fabbisogno in caso di guasti e nelle ore di maggior richiesta. Per il dimensionamento dell'accumulo si è deciso di farlo funzionare in modo prioritario rispetto all'impianto e alle caldaie integrative fornendo per primo, se carico, l'energia richiesta dall'utenza. Come si è visto sono state fatte delle prove preliminari con 700 utenze e successivamente si è deciso di lavorare sul numero di utenze e sui costi per trovare la soluzione migliore, che dopo diversi tentativi si è rivelata di 620 utenze.

Tale numero di utenze è il risultato di alcune considerazioni: se si utilizzasse un numero superiore aumenterebbe la richiesta termica, soprattutto nei mesi invernali, con conseguente aumento del costo totale annuo.

Viceversa diminuendo troppo il numero delle utenze diminuisce la richiesta termica, diminuiscono i ricavi, ma il costo di investimento dell'impianto rimane costante in quanto la taglia dell'impianto è fissa, quindi diminuisce la resa annua diminuisce.

Nel capitolo successivo (*Capitolo 6*) sono stati analizzati i risultati ottenuti nei diversi casi approfondendo il quarto e ultimo caso. Dopo aver trovato una logica di funzionamento dell'impianto che permettesse di ottenere un funzionamento dell'accumulo tale da farlo funzionare molto di più rispetto alle caldaie integrative, sono stati calcolati i costi, i ricavi, il tempo di ritorno dell'investimento e la resa economica annua del sistema che risultata essere pari a circa 302 000 €.

Si è visto che con un sistema di questo tipo l'investimento rientra in 30 anni quindi si è deciso di valutare se l'impianto potesse accedere all'incentivazione per gli impianti CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) e quindi sono stati calcolati il numero di certificati bianchi e il risparmio ottenuto grazie a questi. Si è ottenuto, grazie all'incentivazione, un rientro dell'investimento in un tempo di 27 anni.

Si è riusciti a trovare una logica di funzionamento dell'impianto che permettesse di utilizzare le caldaie integrative per pochi mesi all'anno. Alla fine la potenza termica da fornire con le caldaie è risultata pari a 1124 kW termici. Il fabbisogno termico viene quindi maggiormente soddisfatto dall'impianto e dal serbatoio di accumulo termico che ha un volume pari a circa 195 m³.

Si possono inoltre fare delle considerazioni in merito al consumo di combustibile, infatti per soddisfare il fabbisogno termico delle utenze il consumo di combustibile totale risulta pari a 6338 MWh, di cui l'88% è il consumo di cippato e solo il 12% di gas per le caldaie integrative. Questo comporta dei vantaggi rispetto a un impianto alimentato a combustibili fossili sia per i costi sia per le emissioni.

Si è calcolato infine il RISP ossia il risparmio di energia primaria ottenuto grazie alla cogenerazione che è risultato essere pari a circa 700 MWh.

Per quanto riguarda il fabbisogno elettrico solo una parte della potenza elettrica erogata dalla turbina viene sfruttata per soddisfare il fabbisogno dell'utenza, infatti il 10% di tale potenza viene auto consumata dall'impianto stesso.

Dal punto di vista economico un investimento di questo tipo non è conveniente perché ci vorrebbe più tempo a rientrare nell'investimento rispetto alla vita utile dell'impianto che mediamente è di 25 anni. Questo è dovuto soprattutto al costo di investimento dell'impianto ORC che conta per circa il 98% del totale costo del sistema. Questa tecnologia infatti è molto innovativa e di una potenza relativamente piccola, circa 1 MW termici, quindi i costi di investimento per unità di potenza diventano molto elevati. Utilizzando ad esempio una potenza più elevata e di conseguenza un numero maggiore di utenze si potrebbero avere delle soluzioni differenti dal punto di vista economico, inoltre nel futuro tecnologie di questo tipo potrebbero diventare più economiche, quindi riducendo il costo al kW si potrebbe avere un tempo di ritorno dell'investimento molto inferiore.

I risultati di questa tesi potranno avere applicazioni future come ad esempio un'ottimizzazione rispetto all'efficienza del sistema, ai costi o alle emissioni e ricercare soluzioni alternative al serbatoio di accumulo.

Per massimizzare l'efficienza si potrebbe ad esempio ricercare soluzioni diverse per il combustibile usato, ad esempio una diversa tipologia di biomassa legnosa per l'alimentazione dell'impianto ORC. Inoltre nel sistema studiato in questa tesi sono state utilizzate, anche se per pochi mesi, le caldaie integrative, quindi si potrebbe cercare una soluzione di funzionamento dell'impianto e dell'accumulo tale per cui si riesca a non utilizzare le caldaie tranne in casi di guasto.

Per quanto riguarda il serbatoio di accumulo, si potrebbe studiare una logica di funzionamento diversa, più puntuale, oppure accoppiare ad esso altri sistemi di produzione del calore come pannelli solari o pompe di calore geotermiche.

Appendici

A.1 Risultati preliminari

In questa appendice si possono osservare le curve di carico giornaliero per una giornata tipo di ciascun mese ottenute a partire dalle curve di carico giornaliero per una giornata tipo estiva e una invernale e le medie mensili. In particolare la curva in rosso rappresenta la potenza termica richiesta, mentre quella in azzurro la potenza elettrica espressa in [kW].

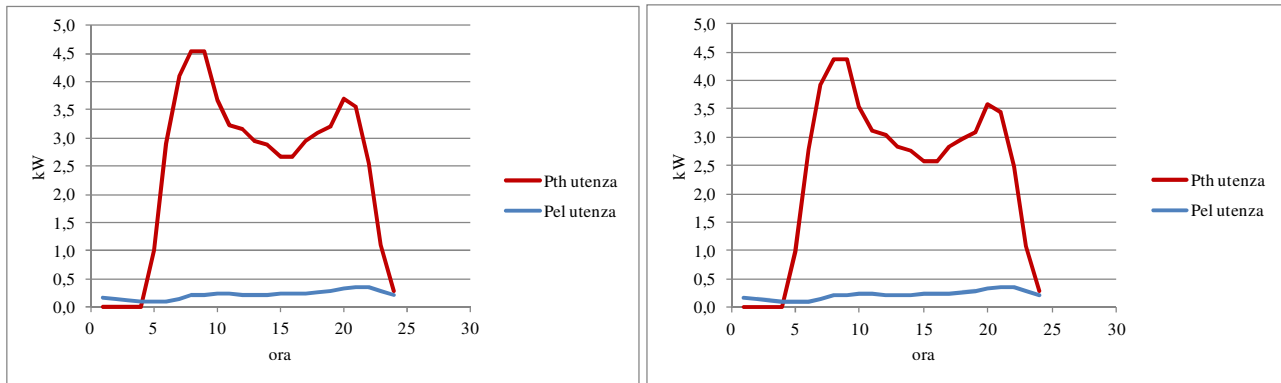


Figura A.1. 1 Curve di carico giornaliero per potenza termica ed elettrica: Gennaio (sx) – Febbraio (dx)

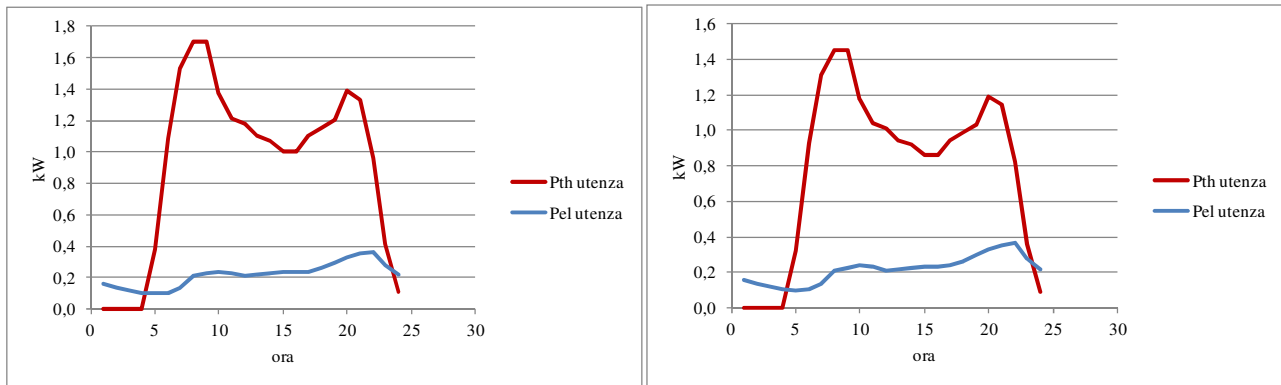


Figura A.1. 2 Curve di carico giornaliero per potenza termica ed elettrica: Marzo (sx) – Aprile (dx)

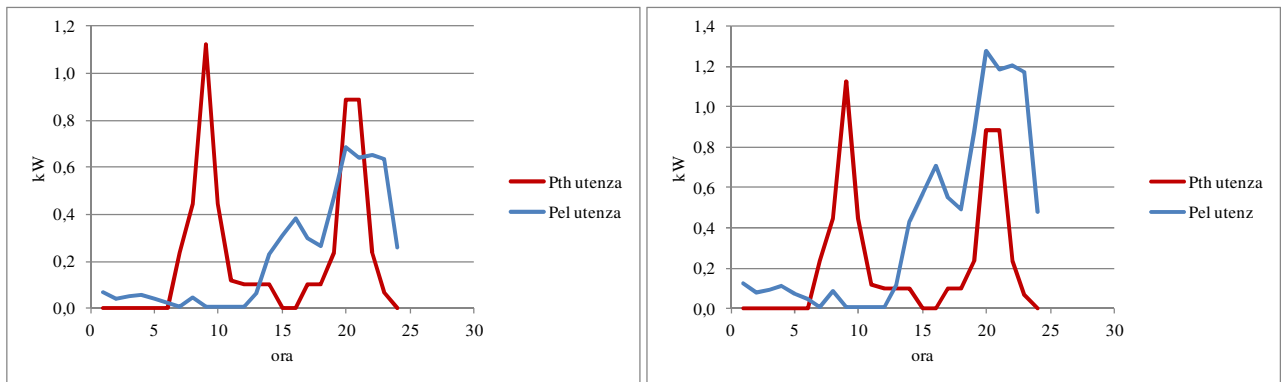


Figura A.1. 3 Curve di carico giornaliero per potenza termica ed elettrica: Maggio (sx) – Giugno (dx)

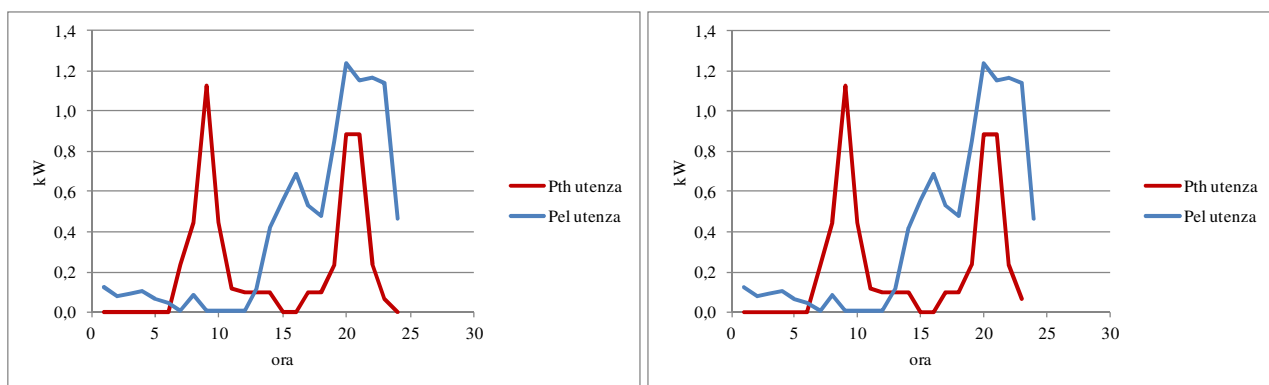


Figura A.1. 4 Curve di carico giornaliero per potenza termica ed elettrica: Luglio (sx) – Agosto (dx)

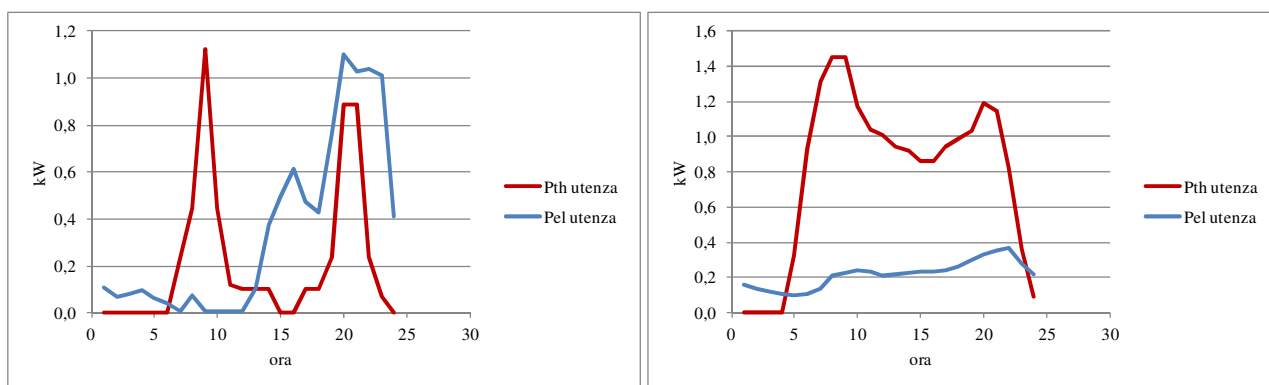


Figura A.1. 5 Curve di carico giornaliero per potenza termica ed elettrica: Settembre (sx) – Ottobre (dx)

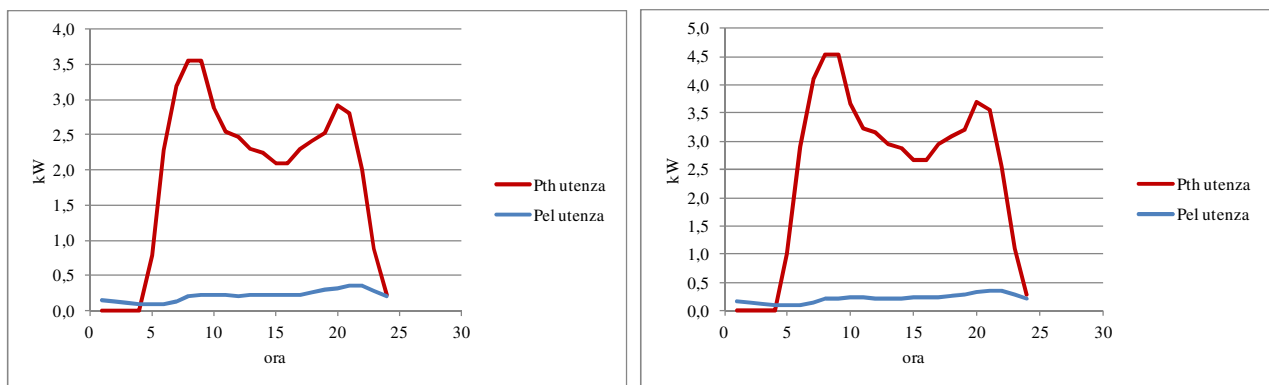


Figura A.1. 6 Curve di carico giornaliero per potenza termica ed elettrica: Novembre (sx) – Dicembre (dx)

A.2 Risultati

In questa appendice sono riportati i risultati relativi al calcolo di costi e ricavi relativi ai primi tre casi analizzati.

Le tabelle seguenti fanno riferimento ai primi tre casi di funzionamento dell'impianto per 700 utenze.

<i>impianto</i>	c_{inv} [€/kW]	P_{max} [kW]	C_{inv} [€]	$C_{O\&M}$ [€]
<i>Caso 1</i>	5000	1157	5785000	289250
<i>Caso 2</i>	5000	1157	5785000	289250
<i>Caso 3</i>	5000	1157	5785000	289250

Tabella A.2. 1 Costi di investimento e O&M dei primi 3 casi per l'impianto

<i>accumulo</i>	c_{inv} [€/litro]	C_{max} [litri]	C_{inv} [€]	$C_{O\&M}$ [€]
<i>Caso 1</i>	0,29	2722679,74	789577,12	23687,31
<i>Caso 2</i>	0,29	294997,20	502840,25	2566,48
<i>Caso 3</i>	0,29	19966,98	5790,42	173,71

Tabella A.2. 2 Costi di investimento e O&M dei primi 3 casi per l'accumulo

<i>caldaie integrative</i>	c_{inv} [€/kW]	P_{max} [kW]	C_{inv} [€]	$C_{O\&M}$ [€]
<i>Caso 1</i>	28	1437,55	40251,40	2012,57
<i>Caso 2</i>	28	1526,34	42737,52	2136,88
<i>Caso 3</i>	28	2015,26	56427,28	2821,36

Tabella A.2. 3 Costi di investimento e O&M dei primi 3 casi per le caldaie

<i>gas</i>	c [€/m ³]	M_{comb} [m ³]	C_{comb} [€]
<i>Caso 1</i>	0,73	138014,78	100750,79
<i>Caso 2</i>	0,73	219399,82	160161,87
<i>Caso 3</i>	0,73	267246,68	195090,07

Tabella A.2. 4 Costi del gas per i primi 3 casi

<i>cippato</i>	c [€/kg]	M_{comb} [kg]	C_{comb} [€]
<i>Caso 1</i>	0,040	2655101689	106204067,5
<i>Caso 2</i>	0,040	1218125,86	48725,03
<i>Caso 3</i>	0,040	1053880,71	42155,23

Tabella A.2. 5 Costi del cippato per i primi 3 casi

Dove:

- P_{max} è la massima potenza che le caldaie devono essere in grado di fornire espressa in [kW];
- C_{max} è la capacità massima del serbatoio di accumulo espressa in [litri];
- M_{comb} è la quantità totale in un anno di combustibile, per il gas si esprime in [m³], mentre per il cippato in [kg].

ora	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
1	1157	1157	0	0	0	0	0	0	0	0	1157	1157
2	1157	1157	0	0	0	0	0	0	0	57,85	1157	1157
3	1157	1157	289,25	0	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	404,95	1157	1157
4	1157	1157	578,5	0	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	1157	1157	1157
5	1157	1157	578,5	347,1	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	1157	1157	1157
6	1157	1157	578,5	578,5	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	1157	1157	1157
7	1157	1157	925,6	925,6	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	1157	1157	1157
8	1157	1157	1157	925,6	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	1157	1157	1157
9	1157	1157	1157	925,6	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	1157	1157	1157
10	1157	1157	925,6	809,9	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	578,5	1157	1157
11	1157	1157	809,9	578,5	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	578,5	1157	1157
12	1157	1157	809,9	578,5	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	578,5	1157	1157
13	1157	1157	578,5	578,5	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	578,5	1157	1157
14	1157	1157	578,5	578,5	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	578,5	1157	1157
15	1157	1157	578,5	578,5	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	578,5	1157	1157
16	1157	1157	578,5	578,5	219,83	219,83	219,83	219,83	219,83	578,5	1157	1157
17	1157	1157	694,2	578,5	0	0	0	0	0	231,4	1157	1157
18	1157	1157	809,9	578,5	0	0	0	0	0	0	1157	1157
19	1157	1157	809,9	578,5	0	0	0	0	0	0	1157	1157
20	1157	1157	809,9	809,9	0	0	0	0	0	0	1157	1157
21	1157	1157	393,38	809,9	0	0	0	0	0	0	1157	1157
22	1157	1157	0	347,1	0	0	0	0	0	0	1157	1157
23	1157	1157	0	0	0	0	0	0	0	0	1157	1157
24	1157	1157	0	0	0	0	0	0	0	0	1157	1157

Tabella A.2. 6 Potenza termica impianto

POTENZA ELETTRICA AUTOCOCONSUMATA [kW]												
ora	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
1	8,30	8,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30
2	8,30	8,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	8,30	8,30
3	8,30	8,30	2,08	0,00	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	2,91	8,30	8,30
4	8,30	8,30	4,15	0,00	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	8,30	8,30	8,30
5	8,30	8,30	4,15	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	8,30	8,30	8,30
6	8,30	8,30	4,15	4,15	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	8,30	8,30	8,30
7	8,30	8,30	6,64	6,64	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	8,30	8,30	8,30
8	8,30	8,30	8,30	6,64	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	8,30	8,30	8,30
9	8,30	8,30	8,30	6,64	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	8,30	8,30	8,30
10	8,30	8,30	6,64	5,81	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	4,15	8,30	8,30
11	8,30	8,30	5,81	4,15	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	4,15	8,30	8,30
12	8,30	8,30	5,81	4,15	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	4,15	8,30	8,30
13	8,30	8,30	4,15	4,15	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	4,15	8,30	8,30
14	8,30	8,30	4,15	4,15	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	4,15	8,30	8,30
15	8,30	8,30	4,15	4,15	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	4,15	8,30	8,30
16	8,30	8,30	4,15	4,15	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	4,15	8,30	8,30
17	8,30	8,30	4,98	4,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,66	8,30	8,30
18	8,30	8,30	5,81	4,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30
19	8,30	8,30	5,81	4,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30
20	8,30	8,30	5,81	5,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30
21	8,30	8,30	2,82	5,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30
22	8,30	8,30	0,00	4,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30
23	8,30	8,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30
24	8,30	8,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	8,30

Tabella A.2. 7 Potenza elettrica auto consumata dall'impianto

POTENZA ELETTRICA EROGATA [kW]												
ora	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
1	72,53	72,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53
2	72,53	72,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,63	72,53	72,53
3	72,53	72,53	18,13	0,00	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	25,38	72,53	72,53
4	72,53	72,53	36,26	0,00	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	72,53	72,53	72,53
5	72,53	72,53	36,26	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	72,53	72,53	72,53
6	72,53	72,53	36,26	36,26	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	72,53	72,53	72,53
7	72,53	72,53	58,02	58,02	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	72,53	72,53	72,53
8	72,53	72,53	72,53	58,02	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	72,53	72,53	72,53
9	72,53	72,53	72,53	58,02	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	72,53	72,53	72,53
10	72,53	72,53	58,02	50,77	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	36,26	72,53	72,53
11	72,53	72,53	50,77	36,26	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	36,26	72,53	72,53
12	72,53	72,53	50,77	36,26	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	36,26	72,53	72,53
13	72,53	72,53	36,26	36,26	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	36,26	72,53	72,53
14	72,53	72,53	36,26	36,26	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	36,26	72,53	72,53
15	72,53	72,53	36,26	36,26	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	36,26	72,53	72,53
16	72,53	72,53	36,26	36,26	13,78	13,78	13,78	13,78	13,78	36,26	72,53	72,53
17	72,53	72,53	43,52	36,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,51	72,53	72,53
18	72,53	72,53	50,77	36,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53
19	72,53	72,53	50,77	36,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53
20	72,53	72,53	50,77	50,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53
21	72,53	72,53	24,66	50,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53
22	72,53	72,53	0,00	36,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53
23	72,53	72,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53
24	72,53	72,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,53	72,53

Tabella A.2. 8 Potenza elettrica erogata

Bibliografia

- [1] M. Puzzle,
«https://www.matematicamente.it/staticfiles/approfondimenti/approfondimenti/STATISTICHE_POPOLAZIONE_MONDIALE.pdf,» 2004. [Online].
- [2] «<https://www.populationpyramid.net/it/mondo/2017/>,» [Online].
- [3] ExxonMobil, «<http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2018/2018-outlook-for-energy.pdf>,» 2018. [Online].
- [4] «<http://www.minambiente.it/pagina/sfida-sociale-3-energia-sicura-pulita-ed-efficiente>,» [Online].
- [5] IEA, «<http://www.qualenergia.it/articoli/20170929-gas-serra-emissioni-stabili-nel-2016-siamo-vicini-al-picco-della-co2>,» [Online].
- [6] «<http://www.nextville.it/index/444>,» [Online].
- [7] «http://www.nextville.it/Geotermia/339/Limpianto_geotermico,» [Online].
- [8] «<http://www.ste-pignotti.com/prodotti/solare-termodinamico-concentrazione.asp>,» [Online].
- [9] «<http://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/solare-termodinamico>,» [Online].
- [10] «<http://www.zuccatoenergia.it/index.php/it/>,» [Online].
- [11] «<https://www.ircispa.com/impianti-di-recupero-termico/>,» [Online].
- [12] F. T. P. I. D. M. R. R. A. 2012–2013, «<http://studylibit.com/doc/5389206/studio-teorico-sperimentale-di-un-gruppo-orc-per-microgen...>,» Università degli Studi di Trieste, 2012-2013. [Online].
- [13] L. Z. J. Bao, «A review of working fluid and expander selections for organic Rankine cycle,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 24, pp. 325-342, 2013.
- [14] F. Tortul, «studio teorico-sperimentale di un gruppo ORC per microgenerazione,» *Università degli studi di Trieste*.
- [15] S. D. Sylvain Quoilin, «Thermo-economic optimization of waste heat recovery Organic Rankine Cycles,» *Applied Thermal Engineering*, n. 31, pp. 2885-2893, 2011.
- [16] G. L. A. F. G. P. B. F. Tchanche, «Low-grade heat conversion into power using organic Rankine,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 15, p. 3963–3979, 2011.
- [17] «<https://www.unionegeotermica.it/cosa-e-energia-geotermica.asp>,» [Online].
- [18] «<http://www.ecoage.it/solare-a-concentrazione.htm>,» [Online].

- [19] «<http://www.ste-pignotti.com/prodotti/solare-termodinamico-concentrazione.asp>,» [Online].
- [20] T. C. F. D. M. F. Alfredo Fontanella, «<http://www.enea.it/it/seguici/documenti/quaderni-energia/solaretermodinamico.pdf>,» Luglio 2011. [Online].
- [21] «<http://www.archimedesolareenergy.it/brochure.pdf>,» 2016. [Online].
- [22] «www.turboden.com,» [Online].
- [23] «<http://www.ecoage.it/biomasse.htm>,» [Online].
- [24] Z. Energia, *Allegato tecnico- ZE-175-CHP*.
- [25] «<http://www.zuccatoenergia.it/index.php/it/prodotti/sistemi-serie-chp>,» [Online].
- [26] «<https://www.turboden.com/>,» [Online].
- [27] «<https://www.turboden.com/applications/1053/waste-heat-recovery>,» [Online].
- [28] «<http://www.sienam.it/cogenerazione.html>,» [Online].
- [29] «https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/6341/3/2010_07_Bartolo_03.pdf,» [Online].
- [30] G. Susanna, «<http://www.fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2015/04/susanna.pdf>,» [Online].
- [31] «<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-4-AGOSTO-2011-2.pdf>,» [Online].
- [32] «<https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/car-e-certificati-bianchi>,» [Online].
- [33] G. d. S. E. (GSE), «VALUTAZIONE DEL POTENZIALE NAZIONALE DI APPLICAZIONE DELLA Cogenerazione ad Alto Rendimento e de teleriscaldamento efficiente,» Dicembre 2015.
- [34] «<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-5-SETTEMBRE2011.pdf>,» [Online].
- [35] «<http://www.mercatoelettrico.org/it/>,» [Online].
- [36] «<http://www.mercatoelettrico.org/it/mercati/tee/cosasonotee.aspx>,» [Online].
- [37] «<https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>,» [Online].
- [38] «http://www.nextville.it/Settori_di_applicazione/587/Settore_residenziale,» [Online].
- [39] «<https://www.ilteleriscaldamento.eu/>,» [Online].
- [40] «<http://www.irenenergia.it/ChiSiamo/Attivita/Teleriscaldamento/#vantaggi>,» [Online].
- [41] «https://www.ilteleriscaldamento.eu/teleriscaldamento_vantaggi.htm,» [Online].

- [42] «http://www.gruppohera.it/clienti/casa/casa_teleriscaldamento/casa_aaa_teleriscaldamento_vantaggi/32372.html,» [Online].
- [43] «<http://www.airu.it/teleriscaldamento-vantaggi/>,» [Online].
- [44] N. Rossi, Manuale del termotecnico, HOEPLI.
- [45] S. W. R. W. S. S. J. E. T. H. B. V. M. Henrik Lund, «4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems,» *Energy*, n. 68, pp. 1-11, 2014.
- [46] «http://www.gruppohera.it/gruppo/com_media/dossier_tlr/articoli/pagina72.html,» [Online].
- [47] «<http://www.airu.it/wp-content/uploads/2015/02/Teleriscaldamento-in-italia.pdf>,» [Online].
- [48] «http://www.eurac.edu/it/research/technologies/renewableenergy/publications/Documents/20151210_FLEXYNETS_TLR%20cozzini.pdf,» [Online].
- [49] «<http://www.eurac.edu/it/pages/default.aspx>,» [Online].
- [50] «http://www.linea-ri.it/wp-content/uploads/2017/03/LRI_20170328_tlr_lodi.pdf,» [Online].
- [51] «<http://www.lgh.it/it/teleriscaldamento-lodi-all%E2%80%99avanguardia-italia-nei-sistemi-di-quarta-generazione>,» [Online].
- [52] «<http://www.airu.it/teleriscaldamento-di-quarta-generazione-linea-reti-e-impianti-scommette-sulla-citta-di-lodi/>,» [Online].
- [53] «<https://www.ilgiorno.it/lodi/economia/sporting-teleriscaldamento-1.2999312>,» [Online].
- [54] M. M. I. M. ., A. L. P. D. Z. F. C. Antoni Gil, «State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation—Concepts, materials and modellization,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 31-55, 2010.
- [55] L. Cabeza, «Thermal Energy Storage,» Elsevier Ltd., 2012, pp. 212-253.
- [56] M. A. R. Ibrahim Dincer, Thermal Energy Storage: Systems and Applications, Wiley, 2011.
- [57] F. P. ., G. C. ., J. B. D. Fernandes, «Thermal energy storage: “How previous findings determine current research priorities”,» *Energy*, n. 39, pp. 246-257, 2012.
- [58] G. Faninger,
«http://celsius.co.kr/phase_change_materials/download/energy/Thermal_Energy_Storage.pdf,» [Online].
- [59] R. C. A. B.-P. J. M. V. Jesús Lizana, «Advances in thermal energy storage materials and their applications towards zero energy buildings: A critical review,» *Applied Energy*, n. 203, pp. 219-239, 2017.
- [60] A. H. A. a. M. A. Rosen, «A Critical Review of Thermochemical Energy Storage Systems,» *The Open*

Renewable Energy Journal, n. 4, pp. 42-46, 2011.

- [61] M. A. G. A. Abhay Dinker, «Heat storage materials, geometry and applications: A review,» *Journal of the Energy Institute*, n. 90, pp. 1-11, 2017.
- [62] «<http://www.greensolar.it/serbatoi-di-accumulo-pcm>,» [Online].
- [63] «<http://www.mygreenbuildings.org/>,» [Online].
- [64] C. A. C. I. B.-M. A. W. Patrice Pinel, «A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 15, pp. 3341-3359, 2011.
- [65] R. W. ., Y. D. Y.M. Han, «Thermal stratification within the water tank,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 13, pp. 1014-1026, 2009.
- [66] N. L. P. L. L. Parfait Tatsidjodoung, «A review of potential materials for thermal energy storage in building applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 18, pp. 327-349, 2013.
- [67] N. R. A. Z. R. Z. Michele De Carli, «http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/condizionamento/allegati_rse08/aicarrpd07.pdf,» [Online].
- [68] «<https://www.bottegaenergia.com/solare-termico.html>,» [Online].
- [69] «<http://www.solarcalor.it/>,» [Online].
- [70] «<http://www.citrinsolar.de/it.html>,» [Online].
- [71] «<http://docplayer.it/68064944-Indice-stratificazione-della-temperatura-dell-acqua-all-interno-del-volano.html>,» [Online].
- [72] «<http://www.consulente-energia.com/ar-cosa-sono-i-serbatoi-a-stratificazione-i-vantaggi-dei-serbatoi-di-accumulo-che-sfruttano-la-stratificazione-dell-acqua-calda-funzionamento-serbatoi-di-accumulo-a-stratificazione.html>,» [Online].
- [73] «<http://www.imbottigliamento.it/2014/04/24/la-stratificazione-termica/>,» [Online].
- [74] «<http://www.ecotechnologysystems.it/prodotti/pannelli-solari/>,» [Online].
- [75] «<http://www.infobuildenergia.it/>,» [Online].
- [76] «<http://www.alperia.eu/news-media/dettaglio-news/news/alperia-tower-il-nuovo-serbatoio-di-accumulo-di-bolzano-sud-entusiasma-i-cittadini.html>,» [Online].
- [77] «<http://www.alperia.eu/>,» [Online].
- [78] «<http://www.alperia.eu/cosa-facciamo/teleriscaldamento/teleriscaldamento-bolzano.html>,» [Online].
- [79] «<https://www.pubbliservizi.it/it/fernwaerme/fernwaerme.html>,» [Online].

- [80] «<https://www.pubbliservizi.it/it/teleriscaldamento/dati-significativi.html>,» [Online].
- [81] «<https://www.pubbliservizi.it/it/teleriscaldamento/centrale-a-biomassa-lunes.html>,» [Online].
- [82] «<https://www.pubbliservizi.it/it/teleriscaldamento/approvvigionamento.html>,» [Online].
- [83] «<http://www.linea-ri.it/teleriscaldamento/impianti/impianto-lodi/>,» [Online].
- [84] S. C. P. S. Ennio Macchi, La microcogenerazione a gas naturale, Milano: Polipress, 2005.
- [85] «http://tesi.cab.unipd.it/52148/1/Baldin_Alberto_tesi.pdf,» [Online].
- [86] «<http://www.coolprop.org/>,» [Online].
- [87] L. C. ., C. F. M. A. ., M. A. Loris Agostinetto, Una filiera locale del legno cippato: L'impianto di riscaldamento per la sede della Comunità Montana Feltrina, Veneto Agricoltura, Azienda Regionale per i Settori Agricolo, Forestale e Agroalimentare.
- [88] «<http://www.caminisulweb.it/guida/il-cippato.html>,» [Online].
- [89] I. S. B. -. P. srl, Scrittore, *Impianto di cogenerazione a biomassa legnosa: Integrazione fra la produzione della biomassa ed il suo riutilizzo a fini energetici*. [Performance]. 8 novembre 2013.
- [90] «<http://www.osservatorionazionaleverdeurbano.it/>,» [Online].
- [91] «<http://www.limentre.it/Biomassa/presentazioni/Franceschi.pdf>,» [Online].
- [92] «<https://www.arera.it/it/index.htm>,» [Online].
- [93] «<https://www.arera.it/it/dati/gp27new.htm>,» [Online].
- [94] «https://www.ilteleriscaldamento.eu/pdf/torino/torino_01_01_2017.pdf,» [Online].
- [95] «<http://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>,» [Online].
- [96] «<http://www.mygreenbuildings.org/>,» [Online].
- [97] «http://amsdottorato.unibo.it/6534/1/Valentini_Elisa_tesi.pdf,» [Online].

