

POLITECNICO DI TORINO

DIPARTIMENTO ENERGIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Integrazione di energia rinnovabile in sistemi di teleriscaldamento esistenti. Analisi di un caso studio.**



**Relatore:** Alberto Poggio

**Correlatore:** Giulio Cerino Abdin

**Candidato**  
Caterina Maltese

A.A. 2019/2020



# Sommario

<b>Riassunto .....</b>	<b>- 1 -</b>
<b>1 Il Teleriscaldamento .....</b>	<b>- 2 -</b>
<b>1.1 Definizione .....</b>	<b>- 2 -</b>
<b>1.2 Le Utenze .....</b>	<b>- 5 -</b>
<b>1.3 Sottostazione di scambio termico e allacciamento .....</b>	<b>- 6 -</b>
<b>1.4 Centrali di produzione .....</b>	<b>- 7 -</b>
1.4.1 Gruppi di cogenerazione .....	- 7 -
1.4.2 Caldaie a biomassa .....	- 8 -
1.4.3 Caldaie di integrazione e riserva .....	- 8 -
<b>1.5 Criteri di allacciabilità .....</b>	<b>- 8 -</b>
<b>1.6 Individuazione delle aree teleriscaldabili .....</b>	<b>- 9 -</b>
<b>1.7 Vantaggi .....</b>	<b>- 9 -</b>
<b>1.8 Cenni storici .....</b>	<b>- 10 -</b>
<b>2 Cogenerazione e impianti ORC .....</b>	<b>- 14 -</b>
<b>2.1 Impianti a vapore in assetto cogenerativo .....</b>	<b>- 14 -</b>
2.1.1 Parametri impianti a vapor d'acqua .....	- 14 -
<b>2.2 Descrizione tecnologia ORC .....</b>	<b>- 16 -</b>
<b>2.3 Cenni storici e situazione attuale .....</b>	<b>- 17 -</b>
2.3.1 Storia tecnologia ORC .....	- 17 -
2.3.2 Situazione attuale .....	- 17 -
2.3.3 Evoluzione del mercato .....	- 19 -
2.3.4 Ripartizione geografica degli ORC .....	- 20 -
<b>2.4 Configurazioni .....</b>	<b>- 20 -</b>
2.4.1 Ciclo semplice .....	- 21 -
2.4.2 Ciclo con rigeneratore .....	- 21 -
2.4.3 Impianto split .....	- 22 -
<b>2.5 Vantaggi e svantaggi .....</b>	<b>- 22 -</b>
<b>2.6 Scelta del fluido di lavoro .....</b>	<b>- 23 -</b>
2.6.1 Caratteristiche .....	- 23 -
2.6.2 Aspetti ambientali .....	- 24 -
<b>2.7 Impianto ORC a biomassa .....</b>	<b>- 24 -</b>
<b>3 Biomasse per teleriscaldamento .....</b>	<b>- 26 -</b>
<b>3.1 Premessa .....</b>	<b>- 26 -</b>
<b>3.2 Vantaggi rete di TLR a biomassa legnosa .....</b>	<b>- 26 -</b>
<b>3.3 Potenziale del teleriscaldamento a biomassa in Italia .....</b>	<b>- 26 -</b>
<b>3.4 Caratteristiche biomassa .....</b>	<b>- 27 -</b>
<b>3.5 Cippato .....</b>	<b>- 27 -</b>
3.5.1 Caratteristiche .....	- 27 -
3.5.2 Mercato locale .....	- 28 -
3.5.3 Normative tecniche del cippato .....	- 28 -
3.5.4 Parametri analitici .....	- 28 -
<b>3.6 Filiere locali .....</b>	<b>- 31 -</b>

<b>3.7</b>	<b>Disponibilità forestale in Piemonte .....</b>	<b>- 31 -</b>
<b>3.8</b>	<b>Impatti ambientali .....</b>	<b>- 33 -</b>
<b>3.9</b>	<b>Sistemi di controllo delle emissioni .....</b>	<b>- 34 -</b>
3.9.1	Tipi di filtri per il particolato .....	- 34 -
3.9.2	Sistemi per gli ossidi di azoto .....	- 35 -
<b>4</b>	<b>CAR ed incentivi .....</b>	<b>- 36 -</b>
<b>4.1</b>	<b>Definizione .....</b>	<b>- 36 -</b>
<b>4.2</b>	<b>Benefici.....</b>	<b>- 36 -</b>
<b>4.3</b>	<b>Requisiti.....</b>	<b>- 37 -</b>
<b>4.4</b>	<b>Certificati Bianchi.....</b>	<b>- 38 -</b>
<b>4.5</b>	<b>Tariffa a copertura dei costi .....</b>	<b>- 39 -</b>
<b>4.6</b>	<b>Incentivi .....</b>	<b>- 40 -</b>
<b>4.7</b>	<b>Credito d'imposta .....</b>	<b>- 40 -</b>
<b>4.8</b>	<b>Accisa per gas naturale .....</b>	<b>- 40 -</b>
<b>5</b>	<b>Caso Studio.....</b>	<b>- 42 -</b>
<b>5.1</b>	<b>Bardonecchia: caratteristiche e dati climatici.....</b>	<b>- 42 -</b>
<b>5.2</b>	<b>Rete di Teleriscaldamento esistente .....</b>	<b>- 43 -</b>
5.2.1	Descrizione della Centrale di produzione .....	- 43 -
5.2.2	Ubicazione della Centrale di produzione.....	- 43 -
5.2.3	Configurazione iniziale della Centrale.....	- 44 -
5.2.4	Utenze .....	- 45 -
5.2.5	La rete di distribuzione del calore.....	- 47 -
5.2.6	Modifiche impianto.....	- 49 -
5.2.7	Generatori nuovo assetto.....	- 49 -
<b>5.3</b>	<b>Analisi dei dati .....</b>	<b>- 51 -</b>
<b>5.4</b>	<b>Curve di carico e Cumulate .....</b>	<b>- 55 -</b>
<b>5.5</b>	<b>Stima cippato prelevabile in zone circostanti.....</b>	<b>- 59 -</b>
5.5.1	Premessa .....	- 59 -
5.5.2	Disponibilità forestale della zona.....	- 59 -
5.5.3	Taglia gruppo ORC e fabbisogno cippato (prima approssimazione).....	- 60 -
5.5.4	Software GIS.....	- 61 -
<b>5.6</b>	<b>Prestazioni dei vari gruppi al variare del carico.....</b>	<b>- 63 -</b>
5.6.1	Efficienza caldaie a biomassa a carico variabile.....	- 63 -
5.6.2	Efficienza caldaie a gas per integrazione e riserva a carico variabile.....	- 66 -
5.6.3	Efficienza motori a combustione interna a carico variabile.....	- 67 -
5.6.4	Efficienza gruppo ORC a carico variabile .....	- 69 -
<b>5.7</b>	<b>Andamenti temperature e portate della rete.....</b>	<b>- 71 -</b>
5.7.1	Premessa .....	- 71 -
5.7.2	Portate registrate e portate calcolate .....	- 71 -
5.7.3	temperature di rete .....	- 75 -
<b>5.8</b>	<b>Configurazioni analizzate .....</b>	<b>- 76 -</b>
5.8.1	Modello di calcolo su Matlab .....	- 76 -
5.8.2	Caldaia a biomassa, motore a combustione interna e caldaie a gas .....	- 78 -
5.8.3	ORC e caldaie a gas .....	- 80 -
5.8.4	ORC, motore a combustione interna in serie e caldaie a gas.....	- 85 -
5.8.5	ORC, motore a combustione interna in parallelo e caldaie a gas .....	- 89 -
<b>5.9</b>	<b>Scelta configurazione ottimale.....</b>	<b>- 92 -</b>

<b>5.10</b>	<b>Valutazione del PES e TEE per l'unità ORC.....</b>	<b>- 93 -</b>
<b>5.11</b>	<b>Scenario con temperature di rete ideali impostate .....</b>	<b>- 95 -</b>
<b>5.12</b>	<b>Scenario con nuova volumetria e ipotesi di interventi di efficienza energetica sugli edifici esistenti .....</b>	<b>- 99 -</b>
<b>6</b>	<b>Conclusione .....</b>	<b>- 102 -</b>
<b>6.1</b>	<b>Riepilogo del lavoro svolto .....</b>	<b>- 102 -</b>
<b>6.2</b>	<b>Commento dei risultati ottenuti .....</b>	<b>- 102 -</b>
<b>6.3</b>	<b>Spunti per valutazioni future.....</b>	<b>- 103 -</b>
<b>7</b>	<b>Bibliografia .....</b>	<b>- 104 -</b>
	<b>Ringraziamenti.....</b>	<b>- 105 -</b>

# Riassunto

In un'era in cui il cambiamento climatico rappresenta uno dei maggiori problemi da gestire per evitare rischi per l'intero pianeta, vi è la necessità di adottare sempre più politiche di sviluppo sostenibile. Occorre limitare l'utilizzo di combustibili fossili e utilizzare l'energia in maniera razionale per ridurre i consumi. Focalizzando l'attenzione sui sistemi energetici urbani, il teleriscaldamento e la cogenerazione costituiscono una soluzione efficace per l'utilizzo razionale delle risorse energetiche e di controllo dell'inquinamento locale. Una rete di teleriscaldamento alimentata da una centrale cogenerativa porta ad un rilevante incremento dell'efficienza energetica e contestuale riduzione degli impatti ambientali, che possono essere ulteriormente ridotti attraverso l'integrazione di energie rinnovabili.

Scopo della presente tesi è quello di proporre nuovi assetti di una centrale cogenerativa al servizio di un'esistente rete di teleriscaldamento con l'intento di aumentare la quota di energia da fonte rinnovabile prodotta dal sistema. Nello specifico il caso analizzato riguarda la rete di teleriscaldamento presente a Bardonecchia e la sua centrale di produzione di energia termica ed elettrica. Analizzando la rete di teleriscaldamento esistente, tramite sopralluoghi sono state censite le utenze non ancora allacciate alla rete per valutare un ampliamento della rete, con lo scopo di estendere il servizio il più possibile incentivando la produzione di calore centralizzata. Per quanto riguarda la centrale di produzione, allo stato attuale è costituita da caldaie a gas e da motori a combustione interna cogenerativi. Sulla base del fabbisogno termico richiesto dall'utenza, sono state analizzate diverse configurazioni possibili inserendo nel nuovo assetto tecnologie come caldaie a biomassa legnosa o gruppi ORC alimentati da caldaia a biomassa, tenendo conto delle portate in gioco e delle temperature di mandata e ritorno della rete di teleriscaldamento in modo da valutare le condizioni ottimali del sistema. A valle di ciò, le varie soluzioni proposte sono state messe a confronto in termini di energia termica ed elettrica prodotte e di consumo di combustibile per suggerire la soluzione più efficiente e sostenibile.

# 1 Il Teleriscaldamento

## 1.1 Definizione

Il teleriscaldamento è un servizio energetico che consiste nella distribuzione di acqua calda o surriscaldata tramite reti interrato, destinata al riscaldamento di edifici ed alla produzione di acqua calda sanitaria. È presente in centri urbani di aree climatiche fredde.

L'energia termica trasportata dalle reti di teleriscaldamento può essere prodotta:

- Da una centrale termica convenzionale di grossa taglia;
- Da una centrale di produzione combinata elettricità-calore;
- Dall'incenerimento di rifiuti solidi urbani;
- Da processi industriali (calore di scarto a bassa temperatura);
- Da fonte geotermica a bassa, media e alta temperatura;
- Da fonti rinnovabili (biomasse, biogas, scarti di lavorazione ecc.).

Un sistema di teleriscaldamento deve soddisfare le seguenti condizioni:

- Servire un'area urbana esistente o programmata e alimentare gli edifici mediante una rete di trasporto dell'energia termica posata prevalentemente in suolo pubblico;
- Consentire, nei limiti di capacità del sistema, l'allacciamento alla rete di ogni potenziale cliente;
- La cessione dell'energia termica ai clienti deve avvenire rispettando le condizioni tecniche ed economiche di fornitura del servizio secondo principi di non discriminazione.

I componenti di un sistema di teleriscaldamento sono:

- Una o più centrali termiche;
- Rete di trasporto/distribuzione;
- Utente, con sottostazione di scambio;
- Sistema di pompaggio.

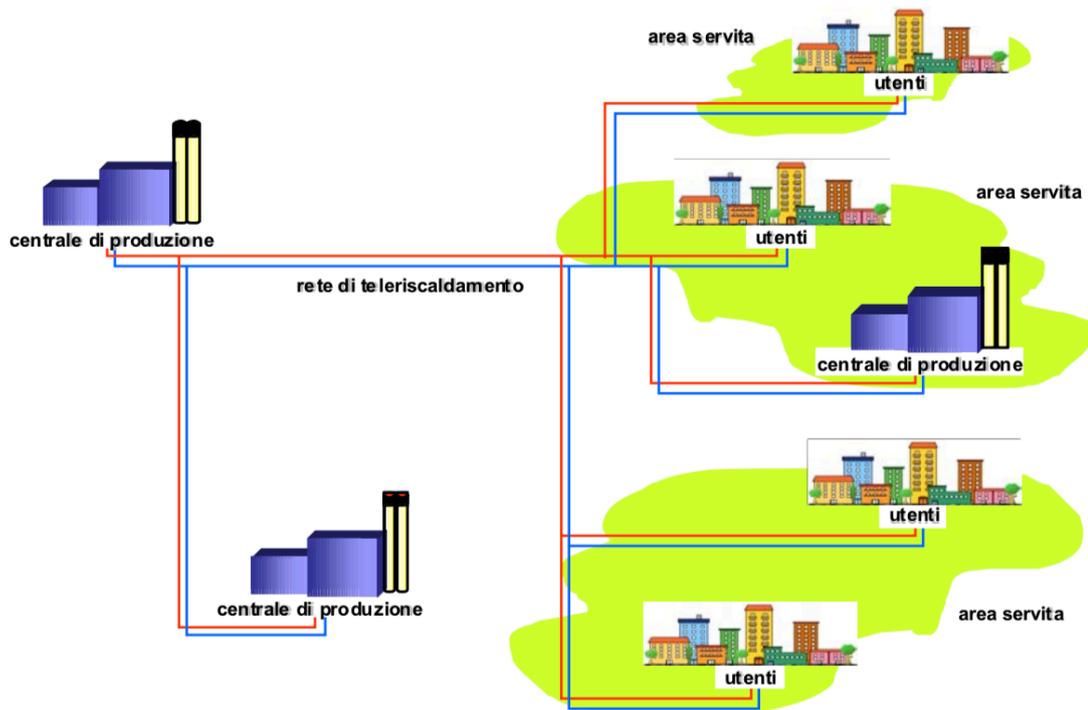


Figura 1: Struttura generale di un sistema di teleriscaldamento. [1]

La rete trasferisce l'energia termica prodotta alle aree da servire e la distribuisce all'interno delle aree.

Svolge dunque le seguenti funzioni:

- Trasporto dalle centrali di produzione alle aree servite;
- Distribuzione all'interno delle aree servite.

La rete di condutture può assumere una delle seguenti configurazioni:

- Ad albero;
- Ad anello;
- A maglie;

Le strutture ad anello o a maglia possono presentare dei rami aperti che vengono chiusi in caso di guasto per garantire l'alimentazione delle utenze.

In generale più complessa è la struttura e più affidabile è il servizio, ma nel contempo crescono il costo di realizzazione e la complicazione nella gestione.

Nei sistemi di teleriscaldamento di piccole dimensioni si sceglie una struttura della rete ad albero, per limitare i costi di realizzazione; nei sistemi di teleriscaldamento a servizio di grandi aree urbane e densamente popolate si adottano strutture ad anello o a maglie.

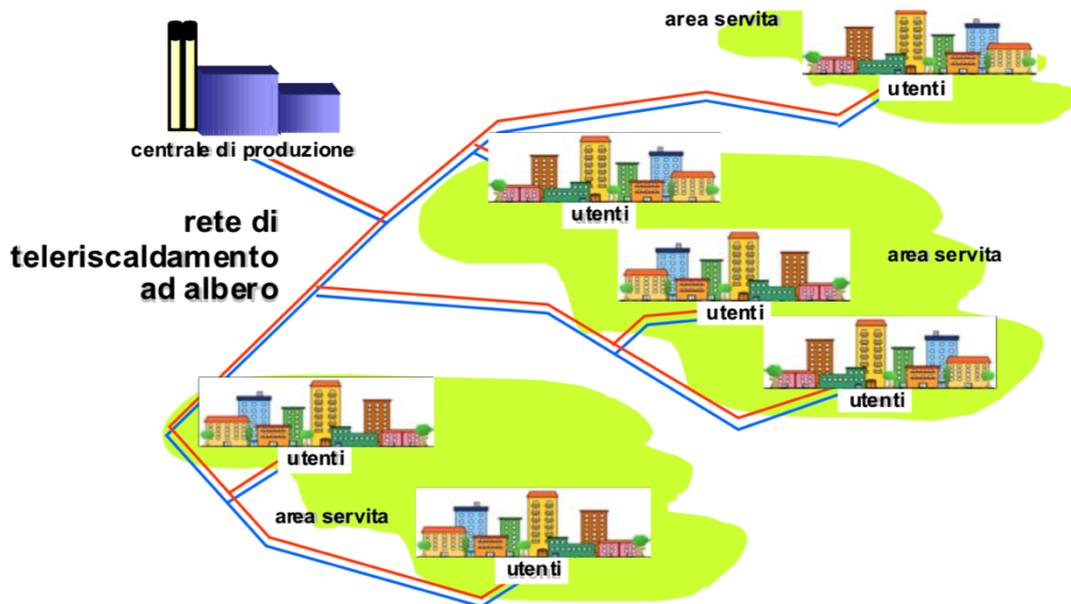


Figura 2: Rete ad albero. [1]

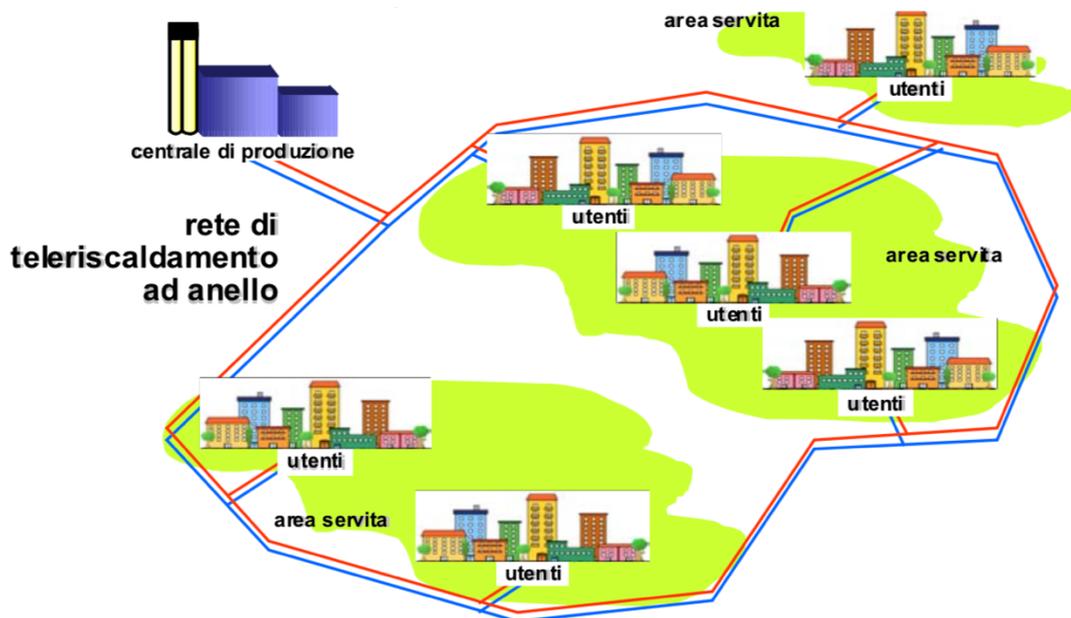


Figura 3: Rete ad anello. [1]

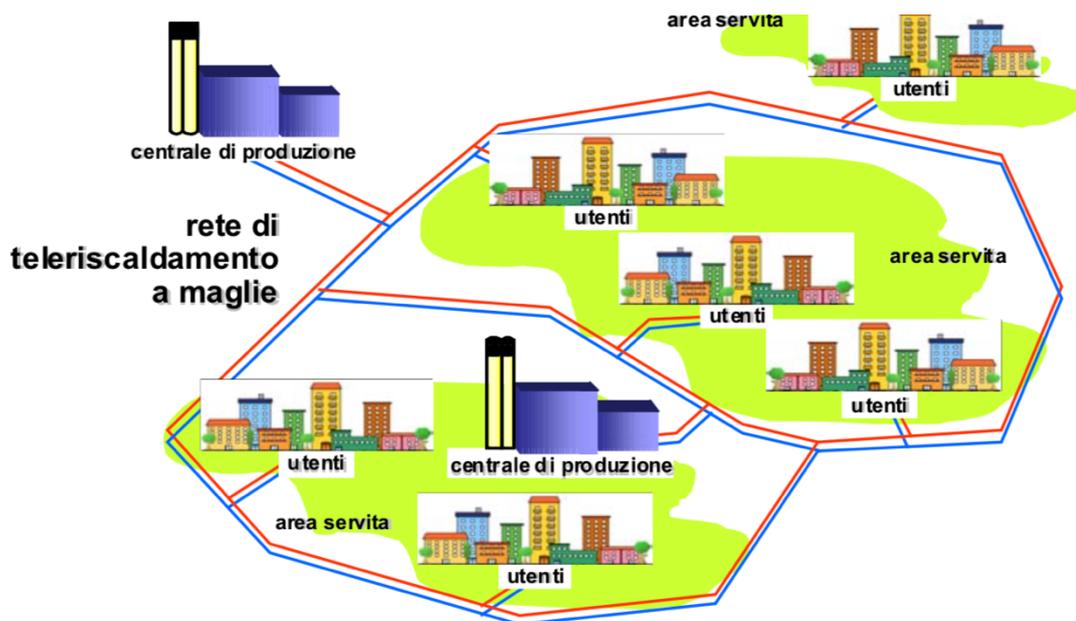


Figura 4: Rete a maglie. [1]

Le condutture sono costituite da una doppia tubazione (mandata/ritorno) interrata. Le tubazioni sono di tipo precoibentato: un tubo di servizio in acciaio, un isolamento in schiuma di poliuretano (PUR) e una guaina in polietilene ad alta densità (HDPE).

Generalmente i percorsi seguono le strade principali, tenendo conto della conformazione del territorio e dell'eventuale presenza di ostacoli fisici.



Figura 5: Esempio di tubazione per reti di teleriscaldamento. [1]

## 1.2 Le UtENZE

Un sistema di teleriscaldamento alimenta edifici di tipo residenziale, terziario ed eventualmente industriale.

Attraverso la rete di teleriscaldamento principalmente vengono soddisfatti i seguenti fabbisogni di energia termica delle utenze:

- Riscaldamento invernale degli ambienti;
- Produzione di acqua calda sanitaria;
- Climatizzazione estiva degli ambienti (trigenerazione in presenza di macchine frigorifere ad assorbimento i cui fabbisogni siano compatibili con le condizioni di esercizio della rete).

### 1.3 Sottostazione di scambio termico e allacciamento

Ciascuna utenza non possiede più la centrale termica, quest'ultima è sostituita da una sottostazione di scambio termico. La sottostazione di scambio termico funge da interfaccia tra la rete e gli impianti termici dell'utenza e consiste in uno o più scambiatori di calore (tipicamente del tipo a piastre). In base al fabbisogno dell'utenza, la sottostazione di scambio regola il giusto quantitativo di Potenza termica da erogare all'utenza.

Ciascuna sottostazione di scambio è collegata alla rete di teleriscaldamento tramite un'apposita condotta di allacciamento. Generalmente, il tracciato della rete segue la direzione dell'asse stradale mentre le condutture di allacciamento sono realizzate in direzione trasversale.

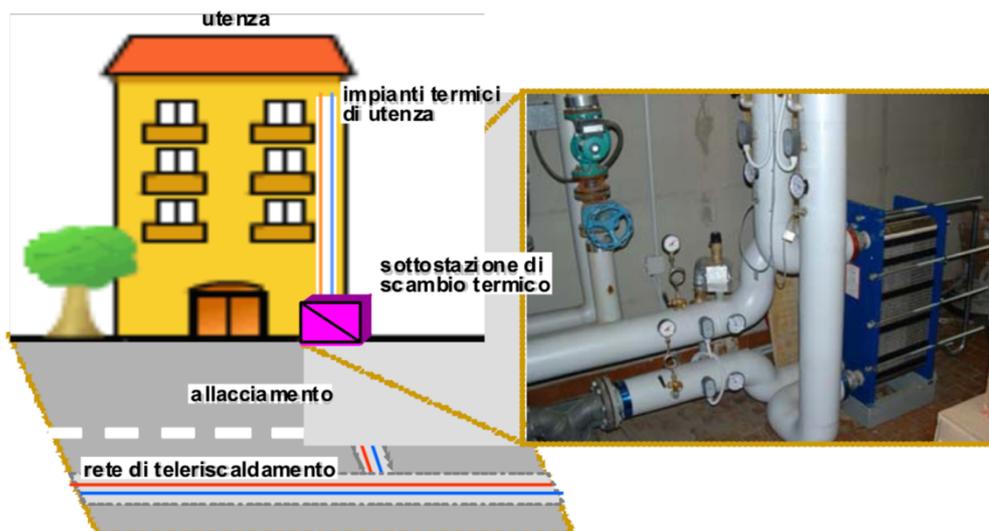


Figura 6: Modalità di connessione dell'utenza alla rete di teleriscaldamento. [1]

## 1.4 Centrali di produzione

Le centrali di produzione generano energia termica ed elettrica tramite una o più unità di generazione come gruppi di cogenerazione (per la produzione di calore ed elettricità), caldaie a biomassa e caldaie di integrazione e riserva (per sola produzione di calore).

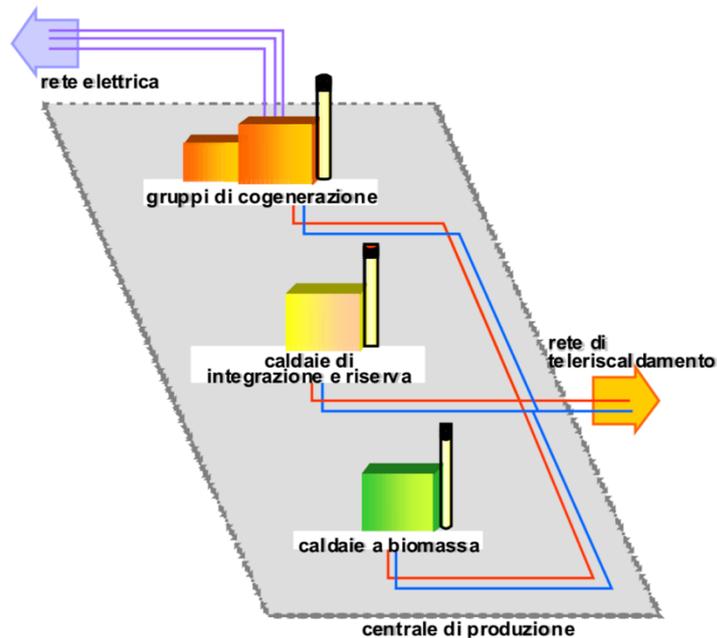


Figura 7: struttura generale di una centrale di produzione. [1]

### 1.4.1 Gruppi di cogenerazione

La cogenerazione consiste nella produzione combinata di energia elettrica e calore ad opera di unità termoelettriche. La produzione combinata deve garantire un significativo risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica.

Le unità cogenerative più frequenti consistono nelle seguenti tipologie:

- motori a combustione interna;
- impianti turbogas con recupero termico;
- impianti a vapore a contropressione o spillamento;
- impianti a ciclo combinato, con sezione a vapore a contropressione o spillamento.

Le fonti di alimentazione possono essere di tipo fossile, biomasse o rifiuti.

#### 1.4.2 Caldaie a biomassa

Le reti di teleriscaldamento alimentate da biomassa tipicamente utilizzano residui della gestione forestale e della filiera del legno sotto forma di cippato.

A volte vengono impiegate anche le biomasse provenienti da manutenzione del verde pubblico o privato.

#### 1.4.3 Caldaie di integrazione e riserva

Un sistema di teleriscaldamento deve sempre soddisfare la richiesta di energia termica delle utenze; di fondamentale importanza per quantificare la potenza erogata dall'impianto è l'andamento della loro richiesta termica che presentano le seguenti funzioni:

- integrazione, necessaria quando la richiesta dell'utenza supera la capacità produttiva delle unità di generazione principali (gruppi di cogenerazione e/o caldaie a biomassa);
- riserva, necessaria in caso di fermate programmate (manutenzione) o impreviste (guasti) delle unità di generazione principali.

### 1.5 Criteri di allacciabilità

Per valutare la potenziale utenza da servire con la rete di teleriscaldamento occorre seguire alcuni criteri:

- *tipologia di impianto termico di utenza* – l'edificio deve avere un impianto di riscaldamento di tipo centralizzato, tale per cui presenta un circuito interno di distribuzione del calore alimentato da un'unica centrale termica.

Se nell'edificio è presente una produzione centralizzata di acqua calda sanitaria con relativo circuito di distribuzione interna, il servizio può essere esteso anche all' ACS.

In strutture di medie e grandi dimensioni (edifici pubblici, fabbricati commerciali etc.) gli impianti sono generalmente centralizzati; negli edifici residenziali, invece, si può avere la presenza di impianti autonomi.

In quest'ultimo caso, se si volesse attuare l'allacciamento alla rete di teleriscaldamento, si dovrebbe realizzare un circuito interno (costi elevati).

- *Dimensione minima dell'utenza* – Al di sotto di una certa soglia, i costi per l'allaccio alla rete sono elevati sia per l'utente che per il gestore. Secondo le indicazioni dell'AIRU il livello minimo è circa 3000 m<sup>3</sup> di volumetria dell'edificio.
- *Tipologia dell'utenza* – Vi è una differenza tra le utenze industriali e quelle civili (residenziali e terziario) per quanto riguarda i prezzi del calore; il costo della materia prima per gli utenti industriali è inferiore a quello degli utenti civili e le imposte di consumo sui combustibili per usi produttivi sono inferiori a quelle per gli usi civili, inoltre per gli utenti civili si aggiunge il costo dell'IVA.  
Nel caso di fornitura di calore ad utenti industriali, il margine di vendita è quasi nullo rispetto al caso delle utenze residenziali.

## 1.6 Individuazione delle aree teleriscaldabili

Occorre seguire dei criteri per individuare le aree in cui realizzare o estendere una rete di teleriscaldamento:

- *Densità edilizia* – Le aree urbane con edifici con costruzione di tipo prevalentemente verticale consentono di ridurre il più possibile il percorso della rete di distribuzione del calore. In genere si predilige una densità edilizia compresa tra 0,5 e 1 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>.
- *Infrastrutture, corsi d'acqua* – La presenza di corsi d'acqua, linee ferroviarie e autostrade rappresenta un ostacolo per il passaggio della rete. Occorre pertanto valutare bene gli oneri.
- *Centri storici* – i centri storici non risultano essere adatti per la posa della rete a causa di diverse ragioni: difficoltà di utilizzo dei mezzi di cantiere dovute alle ridotte dimensioni delle strade; spazio non disponibile nel sottosuolo per la posa dei tubi, per la sovrapposizione di cavi già esistenti; presenza di pavimentazioni di pregio che determinano rilevanti oneri aggiuntivi di posa.

## 1.7 Vantaggi

La produzione centralizzata del calore consente di utilizzare altre fonti altrimenti disperse come per esempio i Rifiuti Solidi Urbani o il calore prodotto con le biomasse

(sottoprodotti agricoli, scarti dell'industria del legno ecc.). I principali vantaggi del teleriscaldamento sono:

- Risparmio di energia primaria di origine fossile;
- Riduzione dell'impatto ambientale connesso alla produzione di energia termica ed elettrica;
- I costi di gestione per una sottostazione di scambio termico sono minori rispetto alla centrale termica sostituita. Si evitano i costi per l'acquisto e manutenzione ordinaria e straordinaria delle caldaie che vengono eliminate;
- Combustibili e fiamme dirette in zone degli edifici da riscaldare sono sostituiti dalla fornitura diretta di acqua calda o surriscaldata, rendendo il teleriscaldamento un sistema più sicuro senza rischi di scoppi e incendi.

## 1.8 Cenni storici

Nel contesto europeo il teleriscaldamento si è sviluppato soprattutto nei Paesi scandinavi e baltici, la popolazione servita risulta essere pari al 50% in Svezia e al 64% in Lettonia. In Islanda più del 90% della popolazione è servita dal TLR, grazie allo sfruttamento della risorsa geotermica. L'Italia è uno dei Paesi europei dove il TLR è meno sviluppato, servendo circa il 6% della popolazione.

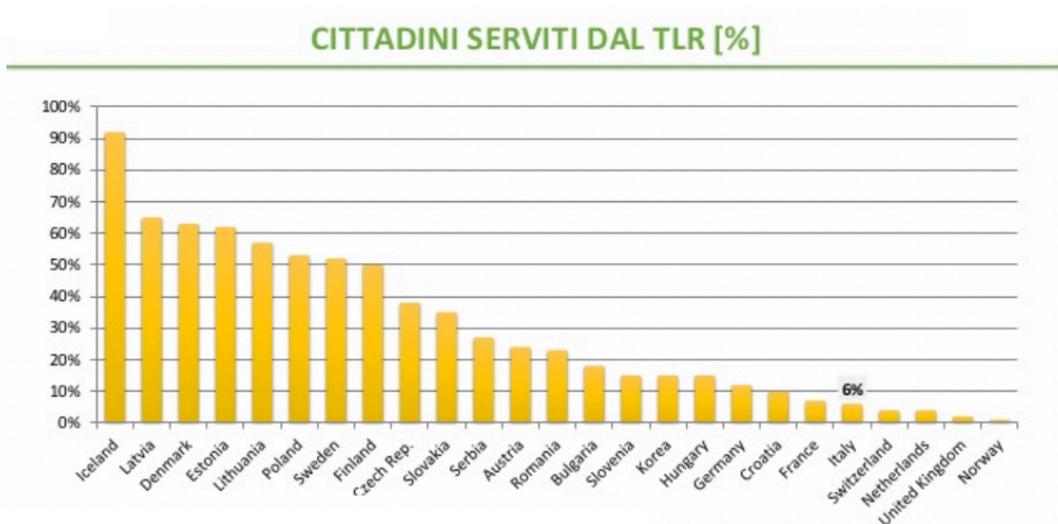


Figura 8: Popolazione servita dal TLR, 2015. [2]

Lo sviluppo del TLR in Italia è avvenuto in ritardo rispetto al resto d'Europa, ciò è dovuto principalmente alle condizioni climatiche, meno rigide rispetto a quelle che caratterizzano

i Paesi dell'Europa settentrionale, ma anche al programma di metanizzazione avviato in Italia a partire dagli anni '50.

Le prime realizzazioni nel nostro Paese risalgono agli anni '70 con le reti di Modena (Quartiere Giardino, 1971), Brescia (1972), Mantova (1972), Verona (Forte Procolo, 1973), Reggio Emilia (Rete 1 e Pappagnocca, 1979). Negli anni '80 e '90 nacquero altre reti in numerose città italiane tra cui: Roma, Alba, Cuneo, Cremona, Torino, Vicenza.

L'85% dell'attuale volumetria teleriscaldata è concentrato in Lombardia (45%), Piemonte (27%) e Emilia-Romagna (14%). Tra il 2000 e 2011 vi è stato un aumento della volumetria allacciata con un tasso medio annuo del 7,5%, passando da 109,8 a 260,3 milioni di metri cubi.

Nell'Annuario AIRU 2018 compaiono quattro nuove reti:

- Narzole (CN), alimentata da impianti a combustibili fossili;
- Falzes (BZ), rete alimentata da impianti a biomassa;
- Quartiere Erzelli a Genova (GE), alimentata da impianti a combustibili fossili;
- Valtournanche (AO), alimentata da impianti a combustibili fossili.

La volumetria allacciata nel corso del 2017 è di circa 10,7 milioni di metri cubi, con un trend in calo negli ultimi anni.

Di tale incremento, circa 450.000 metri cubi (4,7%) sono relativi alle nuove reti sopra elencate e i restanti circa 10,2 milioni di metri cubi (95,3%) sono relativi a estensioni delle reti esistenti.

Nel 2017 risultano in esercizio 237 reti, quelle censite sono invece 341. L'estensione totale di tracciato è circa 4.377 km con un aumento del 2,5% su base annua.

Le reti di teleriscaldamento sono presenti in 195 centri urbani, dalle grandi città (Torino, Milano, Roma) a minuscoli agglomerati di poche migliaia di abitanti.

La volumetria riscaldata ha raggiunto quasi 350 milioni di metri cubi.

Per quanto riguarda la tipologia delle centrali che alimentano le reti: le centrali termoelettriche (1.101 MW<sub>t</sub> installati) restano al primo posto, seguono le centrali di cogenerazione "dedicate" a combustibili fossili (968 MW<sub>t</sub>), in leggero aumento la potenza degli impianti di termovalorizzazione degli RSU (562 MW<sub>t</sub>), praticamente stabili gli impianti a fonti rinnovabili. Si tratta di bioenergie (627 MW<sub>t</sub>), geotermia a media e bassa entalpia (133 MW<sub>t</sub>), pompe di calore (45 MW<sub>t</sub>) e recupero da processi industriali (40 MW<sub>t</sub>).

Le reti di teleriscaldamento in esercizio in Italia hanno conseguito nel 2017 un risparmio di energia primaria pari a circa 510,000 tep ed evitato l'emissione di quasi 1,8 milioni di tonnellate di anidride carbonica.

La SEN 2017 descrive la situazione del teleriscaldamento in Italia come in continuo aumento, con un margine di sviluppo di circa +30%.

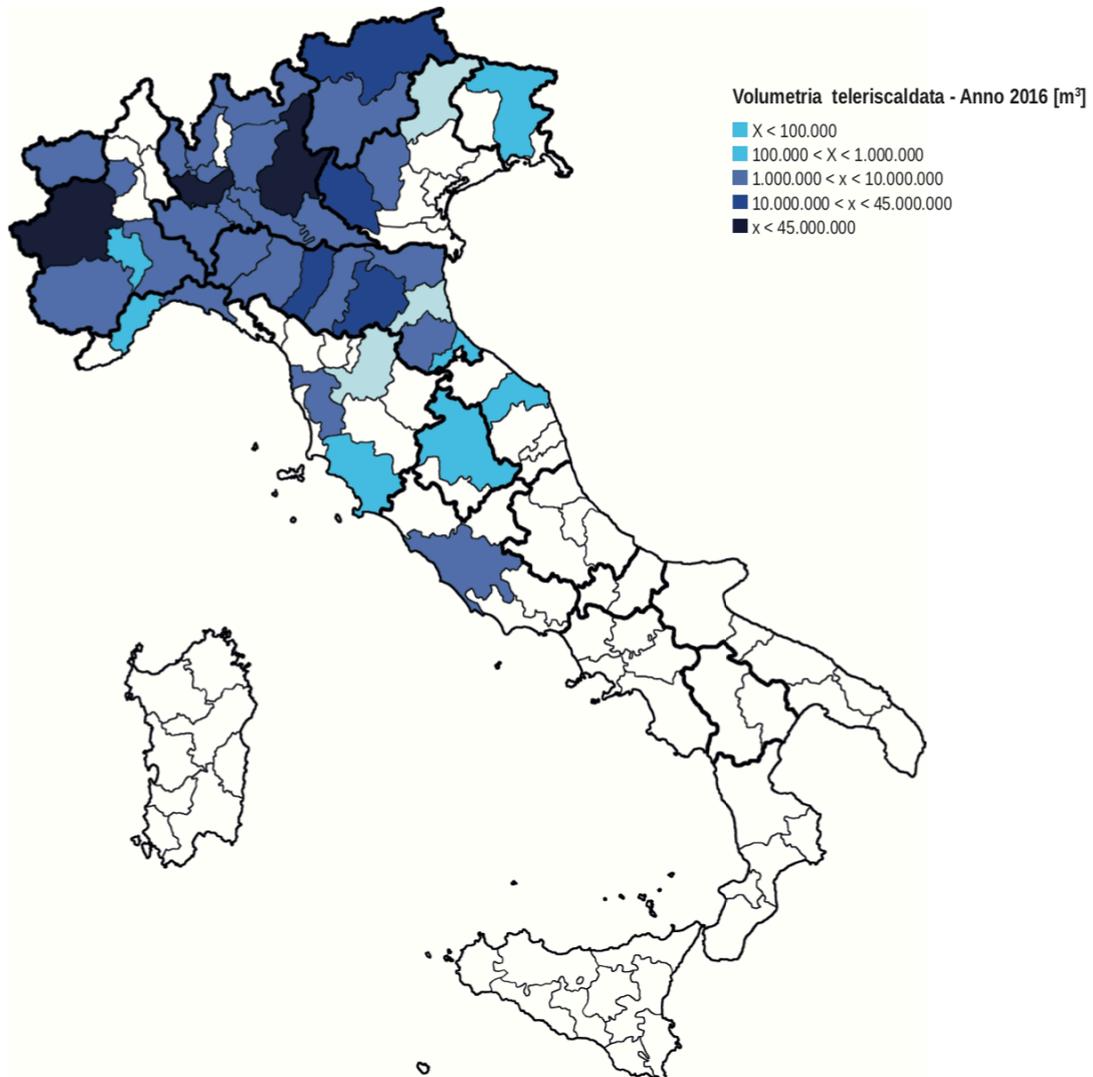


Figura 9 : Volumetria teleriscaldata in Italia anno 2016. [3]

La maggior parte delle reti esistenti nel nostro Paese è di medio-piccola dimensione, la volumetria allacciata risulta inferiore a 5 milioni di metri cubi e utilizza varie tecnologie di generazione del calore. Numerose le reti alimentate a biomassa ma sempre di piccole dimensioni. Le reti più grandi si basano prevalentemente su impianti cogenerativi a metano, affiancati dal calore proveniente dai termovalorizzatori.

Circa la metà del calore prodotto proviene da impianti di cogenerazione a combustibili fossili (che rappresentano solo il 305 della capacità installata). La percentuale di energia termica proveniente da impianti di sola generazione di calore alimentati da fonti rinnovabili è inferiore al 10%.

# 2 Cogenerazione e impianti ORC

## 2.1 Impianti a vapore in assetto cogenerativo

Come accennato nel paragrafo 1.4.1, tra le tipologie di impianti in assetto cogenerativo troviamo gli impianti a vapore. Questa categoria può essere suddivisa in:

- Impianti a vapor d'acqua (Rankine-Hirn);
- Impianti con fluidi organici (Organic Rankine Cycle).

I cicli Rankine a fluido organico sono interessanti perché offrono buone prestazioni a temperature non troppo alte, dunque consentono di sfruttare sorgenti di calore a bassa temperatura. Per grandi potenze ed elevate temperature invece, si utilizzano gli impianti a vapor d'acqua perché più performanti.

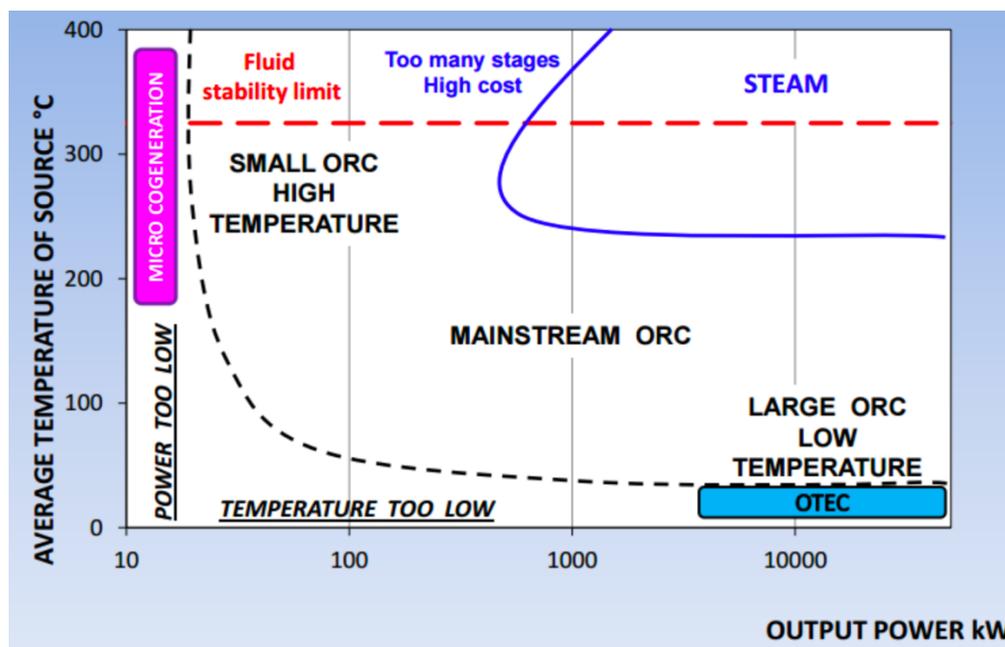


Figura 10: Campi di applicazione impianti ORC. [4]

### 2.1.1 Parametri impianti a vapor d'acqua

Gli impianti a ciclo Rankine a vapor d'acqua sono caratterizzati da:

- Taglie  $\geq 10$  MWe;
- Rendimento elettrico 10÷35% (limitazione al 25% in caso di alimentazione a biomassa legnosa);
- Rapporto di cogenerazione 0÷5.

Si riportano a titolo di esempio alcuni impianti a vapore esistenti alimentati a biomassa legnosa.

### AGO-PELLEREI



Figura 11: Impianto di AGO-PELLEREI. [5]

Situato a Cossato, nel Biellese, questo impianto di cogenerazione è in funzione per l'azienda agricola Pellerei e produce annualmente un'energia elettrica media di 24.400 MWh. La Potenza termica installata è pari a 14 MW, quella elettrica 3,05 MW. Fornisce 30.576 MWh di energia termica media annua alla rete di teleriscaldamento.

L'impianto è alimentato a cippato di legna vergine con una quantità di cippato annua consumata pari a circa 35.000 tonnellate.

Il risparmio annuo di CO<sub>2</sub> è 30.000 t/a.

### BLUE POWER s.r.l.

Situato nel comune di Airasca (TO), l'impianto produce energia in assetto cogenerativo, alimentato a cippato. L'energia termica è ceduta al vicino

stabilimento SKF di Airasca. È caratterizzato da una potenza elettrica nominale pari a 13,5 MW.



Figura 12: Vista dall'alto Impianto di BLUE POWER s.r.l [6]

## 2.2 Descrizione tecnologia ORC

Un impianto ORC è basato su un ciclo Rankine in cui viene utilizzato come fluido di lavoro un fluido organico al posto dell'acqua.

Un fluido organico è una sostanza la cui molecola è formata da uno o più atomi di carbonio.

Di seguito è descritto il funzionamento di un tipico ciclo Rankine con fluido organico.

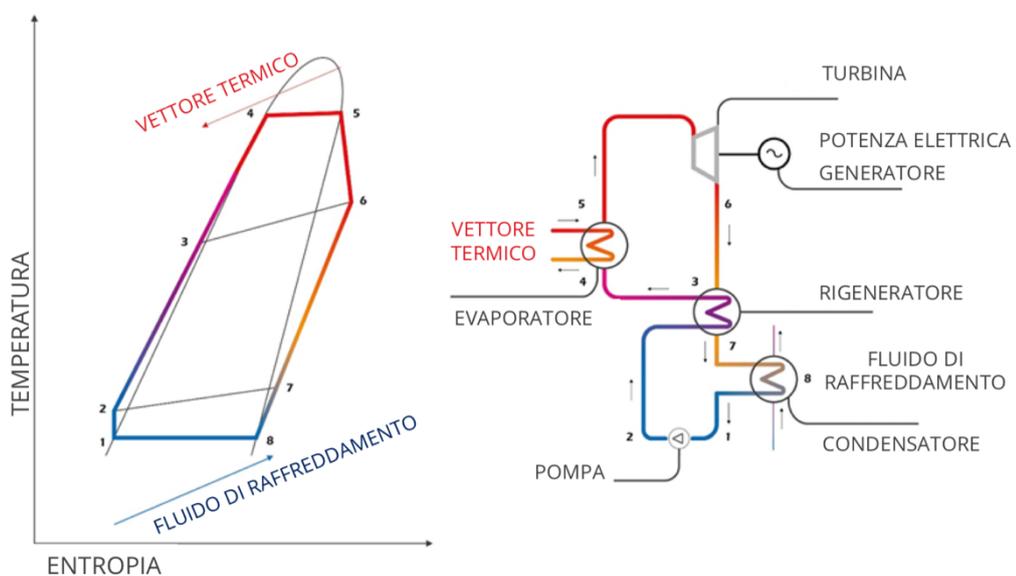


Figura 13: Diagramma T-s e schema ciclo ORC. [7]

Fase di preriscaldamento e vaporizzazione del fluido di lavoro organico nell'evaporatore (4-5). Espansione del vapore organico in turbina (5-6), direttamente collegata al generatore elettrico attraverso un giunto elastico.

Il vapore passa attraverso il rigeneratore (6-7), preriscalda il fluido organico (2-3) e condensa nel condensatore (raffreddato dal refrigerante) (7-8-1).

Il liquido organico viene pompato (1-2) nel rigeneratore e da qui nell'evaporatore, completando così il ciclo chiuso.

Gli impianti ORC possono essere generalmente suddivisi in quattro grandi settori di applicazione:

- Impianti di generazione da fonte geotermica;
- Impianti di cogenerazione a biomassa;
- impianti di generazione da recupero di calore;
- Impianti di generazione da fonte solare.

## 2.3 Cenni storici e situazione attuale

### 2.3.1 Storia tecnologia ORC

Negli anni '70 e '80 gli ORC iniziano ad avere un notevole sviluppo, soprattutto per applicazioni solari e geotermiche, in minor entità per recupero di calore (ORMAT, Turboden). Il loro sviluppo è favorito dalla crisi energetica del 1973, che porta al progresso di tecnologie alternative al petrolio.

Dal '90 ad oggi il mercato cresce significativamente grazie anche alle politiche di incentivazioni alle fonti rinnovabili.

Nel 1998 entra in esercizio in Svizzera il primo ORC alimentato a biomassa legnosa, con una potenza elettrica di 300 kW (caldaia ad olio diatermico, Turboden).

### 2.3.2 Situazione attuale

A fine 2016 la potenza totale installata risulta essere circa 2701 MW.

In fig.14 sulla sinistra sono riportati la potenza totale installata e il numero totale di impianti divisi per campo di applicazione. La potenza generata in campo geotermico rappresenta il 74.8% di tutta la capacità installata ORC nel mondo,

tuttavia il numero totale di impianti è relativamente basso con 337 installazioni, dato che le applicazioni geotermiche richiedono grossi investimenti. Solo alcune compagnie (ORMAT, Exergy, TAS e Turboden) operano attivamente nel settore geotermico: ORMAT detiene circa il 75% della capacità installata, a seguire Exergy con il 13%, TAS con il 6% e Turboden con il 2%.

L'applicazione di recupero di calore rappresenta un interessante potenziale: tutte le grandi compagnie sono attive in questo settore con impianti di medio-grande taglia, la maggior parte delle altre compagnie, invece, si focalizza su impianti di piccola taglia (10-150 kW<sub>el</sub>). Applicazioni di recupero di calore ricoprono il 13.9% del totale con un rilevante numero di impianti.

Le applicazioni di biomasse rappresentano l'11% del mercato. Al primo posto troviamo Turboden con più di 228 impianti (la maggior parte in unità CHP).

Applicazioni solari sono trascurabili, principalmente a causa dell'alto costo d'investimento.

In fig.15 sono riportate le diverse compagnie in termini di potenza installata e numero di impianti. Il leader mondiale è ORMAT con il 62.9% di potenza installata totale, seguito da Turboden (13.4%) e Exergy (11.1%).

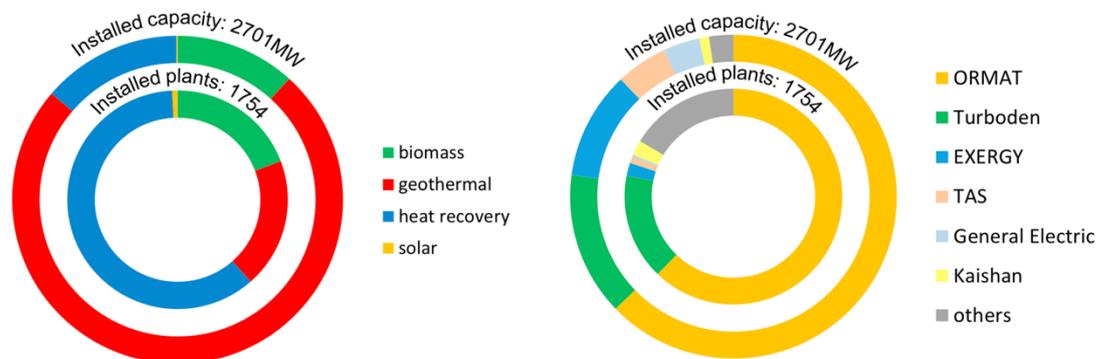


Figura 14: Capacità totale installata per tipo di applicazione (a); per produttore (b). [8]

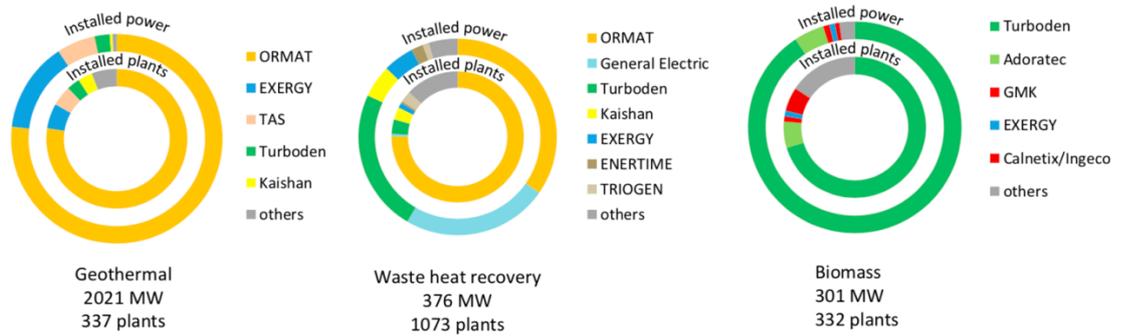


Figura 15: Quota di mercato per applicazione e per produttore. [8]

### 2.3.3 Evoluzione del mercato

La fig.16 mostra la capacità installata all'anno per tipologia di applicazione (biomassa, geotermico, recupero di calore, solare) con riferimento all'evoluzione del prezzo del petrolio (WTI crude oil). Nonostante gli effetti dovuti dagli incentivi e dal mercato locale, si può notare una forte correlazione tra i prezzi globali dell'energia e la nuova capacità installata. Tra il 1980 e il 2003 sono state installate esclusivamente unità per applicazioni geotermiche, successivamente si nota un progressivo sviluppo della tecnologia ORC. Il campo maggiormente adottato risulta essere sempre quello geotermico.

Si evidenzia una veloce crescita del settore biomassa dopo il 2003, dovuto sostanzialmente alle unità installate da Turboden (una media di 15-25 unità all'anno e 34 nuove unità in fase di costruzione).

Per quanto riguarda il Recupero di Calore si nota un'importante crescita nel 2015, dopo il declino subito tra il 2008 e il 2013.

Nel 2016, è stata commissionata una capacità pari a 255 MW di nuovi ORC con un decremento del 28% rispetto al 2015, dovuto al calo di applicazioni di recupero di calore (solo 15 MW nel 2016 rispetto ai 122 MW nel 2015 e 53 MW nel 2014). Ciò può essere dovuto alla diminuzione dei prezzi di energia elettrica e del gas e alla competizione con altre energie rinnovabili quali solare ed eolico.

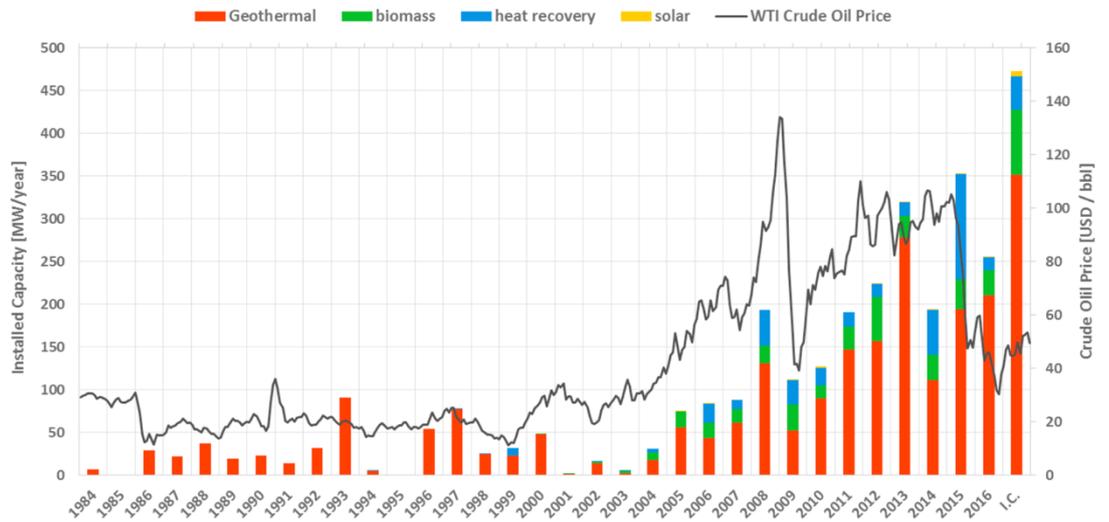


Figura 16: Evoluzione nel tempo della capacità installata, per tipo di applicazione. [8]

### 2.3.4 Ripartizione geografica degli ORC

Per quanto riguarda la Potenza installata ripartita nei vari Paesi: al primo posto gli Stati Uniti, seguiti da Turchia e Nuova Zelanda. Questi tre Paesi detengono numerose risorse geotermiche. In Germania, Austria, Italia e Canada prevalgono le applicazioni di biomassa, grazie alle risorse disponibili e agli incentivi presenti in quel settore.

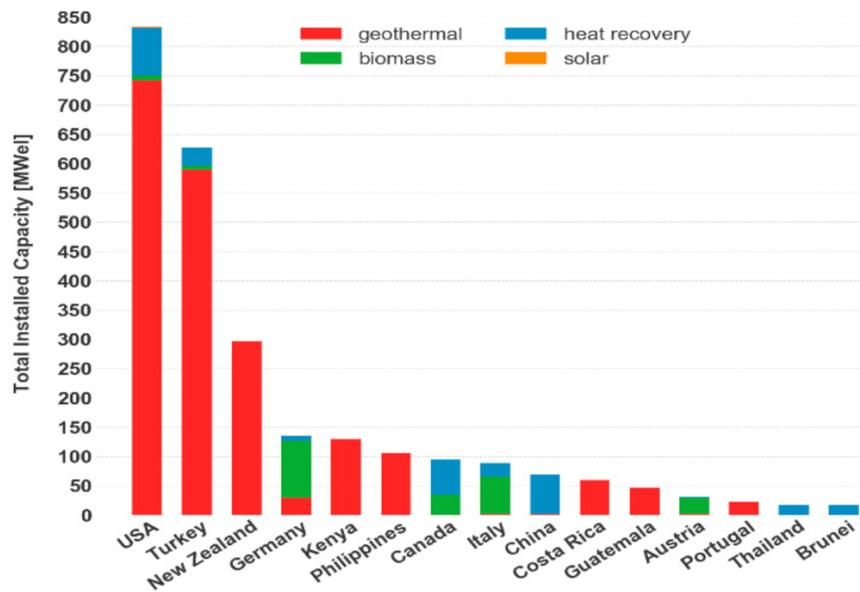


Figura 17: Potenza totale installata per Paese fino alla fine del 2016. [8]

## 2.4 Configurazioni

Esistono varie configurazioni del ciclo e dipendono da diversi parametri:

- Caratteristiche termiche della sorgente;
- Curve di saturazione del fluido di lavoro;
- Caratteristiche del fabbisogno;

Per motivi legati alle curve di saturazione di vapore, i cicli ORC non hanno un surriscaldamento significativo.

### 2.4.1 Ciclo semplice

Il ciclo semplice è composto da evaporatore, turbina, condensatore e pompa.

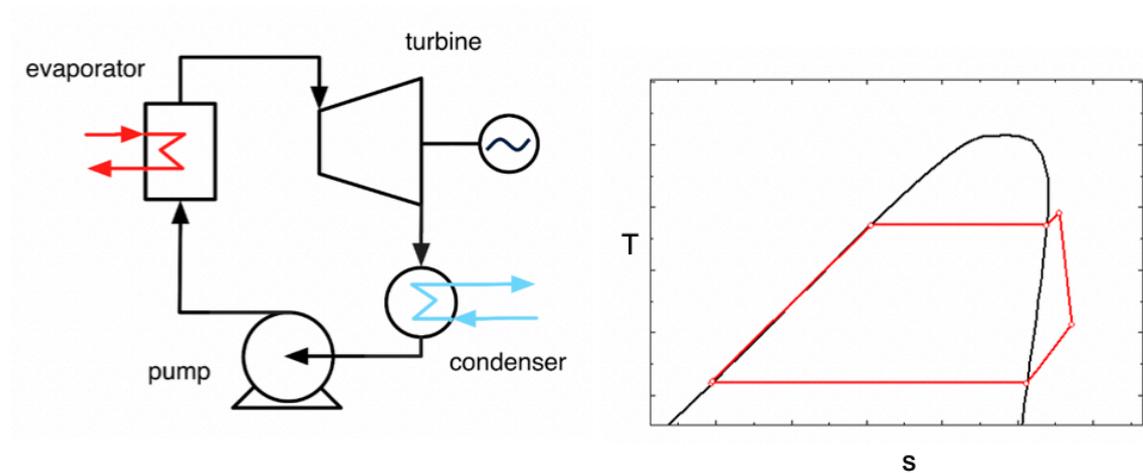


Figura 18: schema ciclo semplice e diagramma T-s. [4]

### 2.4.2 Ciclo con rigeneratore

L'aggiunta di un rigeneratore consente di limitare l'energia da smaltire al condensatore e aumentare l'efficienza del ciclo.

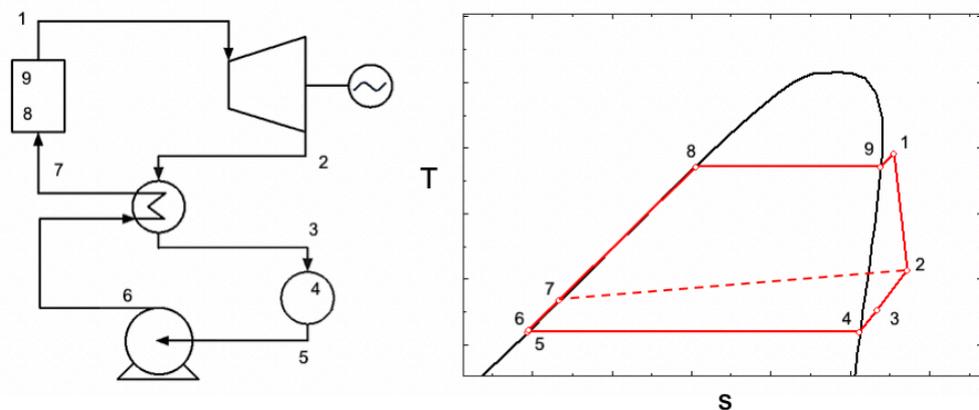


Figura 19: Schema ciclo con rigeneratore e diagramma T-s. [4]

La quota di energia fornita al rigeneratore (2-3) è quella che nel caso di ciclo semplice doveva essere dissipata al condensatore; inoltre il calore fornito (6-7) non è più richiesto all'evaporatore.

Il rigeneratore porta però l'evaporatore a lavorare con un fluido in ingresso a temperatura maggiore. Questo può essere un problema in alcune applicazioni (biomassa, recupero di calore) perché causa l'impossibilità di recuperare tutto il calore disponibile alla sorgente. Per ovviare ciò si passa alla configurazione "impianto split".

### 2.4.3 Impianto split

Si introduce un preriscaldatore in parallelo al rigeneratore, per sfruttare anche il calore a bassa temperatura disponibile dalla sorgente.

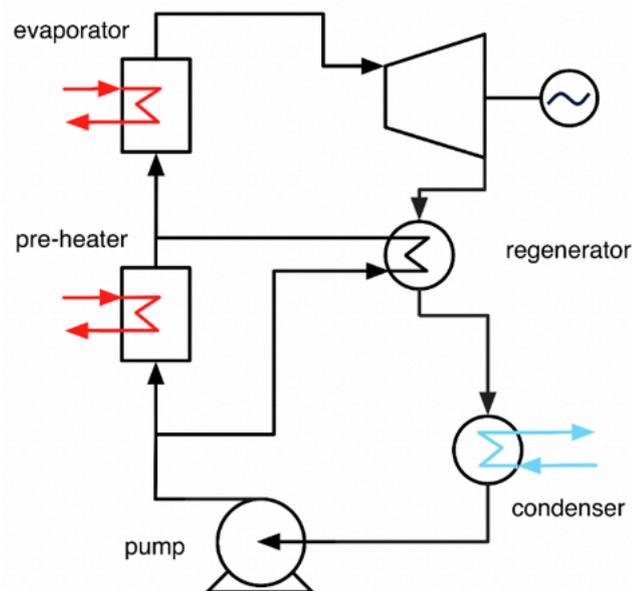


Figura 20: schema ciclo impianto split. [4]

## 2.5 Vantaggi e svantaggi

Vantaggi rispetto agli impianti a vapor d'acqua:

- maggiore densità del fluido e quindi minori portate totali a parità di potenza;
- curve di saturazione diverse e quindi possibilità di scegliere il fluido in funzione delle esigenze di temperatura;
- il vapore in turbina essendo surriscaldato non comporta alcuna erosione delle palette.

- Cicli più semplici con conseguenti costi impiantistici più bassi (sia per la semplicità che per motivi legati ai singoli componenti);
- Turbine con bassa velocità periferica (minori sollecitazioni) e bassa velocità di rotazione (accoppiamento diretto con alternatore);
- Semplicità di gestione, fermata ed avviamento;
- Regolazione fino al 10% del carico.

Svantaggi rispetto agli impianti a vapor d'acqua:

- Criticità legate ai fluidi di lavoro (infiammabilità, tossicità, impatti ambientali, costi);
- Per  $T > 400^{\circ}\text{C}$  il ciclo a vapor d'acqua è generalmente più efficiente;
- I cicli a vapor d'acqua possono sfruttare tecnologie più standard;
- Spesso è necessario un circuito intermedio ad olio diatermico (con complicazioni impiantistiche).

## 2.6 Scelta del fluido di lavoro

### 2.6.1 Caratteristiche

Nella progettazione di un impianto ORC, è importante valutare molteplici caratteristiche del fluido, in quanto esse hanno un impatto significativo sulle prestazioni e sui componenti del ciclo.

In funzione delle temperature di esercizio e delle potenze scambiate risulta necessario definire la tipologia di fluido e relativo ciclo di lavoro. I fluidi maggiormente utilizzati negli impianti ORC sono:

- Alcani (es. butano, pentano)
- Aromatici (es. toluene, benzene)
- Alogenati o Refrigeranti (es. R134a, R245fa)
- Siliconici (es. MM, MDM)

A seconda del campo applicativo, l'obiettivo può essere massimizzare l'efficienza di conversione o la potenza elettrica prodotta.

Oltre alla temperatura alla quale lavora il ciclo, numerosi sono i parametri da tenere in considerazione: temperatura e pressione critiche, densità, calore specifico, ecc.

In generale, nella fase di progetto, si confrontano diversi fluidi al fine di confrontarne le prestazioni in funzione delle caratteristiche richieste nella specifica applicazione.

La densità ha effetti sulle portate volumetriche, la pressione di evaporazione influenza il costo dei singoli componenti, la stabilità del fluido da informazioni sul deterioramento ad alte temperature.

### 2.6.2 Aspetti ambientali

Occorre analizzare gli indici ODP e GWP dei vari fluidi di lavoro.

L'*ODP (Ozone Depletion Potential)* indica il potenziale di danno di un certo fluido sullo strato di ozono rispetto all'R-11 (triclorofluorometano), per cui si assume un ODP pari a 1. Fattori che influenzano l'ODP sono la struttura chimica della sostanza e il tempo di semivita in atmosfera.

Il *GWP (Global Warming Potential)* indica il contributo di una sostanza all'effetto serra, relativamente all'effetto della CO<sub>2</sub>, per cui si assume un GWP pari a 1. Il GWP dipende da tre fattori:

- Assorbimento di radiazione infrarossa della sostanza specifica;
- Spettro di lunghezze d'onda assorbite;
- Tempo di vita in atmosfera della sostanza.

## 2.7 Impianto ORC a biomassa

Gli ORC applicati ad impianti alimentati a biomassa legnosa sono quelli che più si prestano alla cogenerazione. La cogenerazione permette di ottenere rendimenti maggiori, fino al 70-80%. Sono utilizzati per alimentare reti di teleriscaldamento o utenze di grande taglia. Presentano dei vincoli legati alla stabilità dei fluidi organici ad alte temperature, dunque è necessario l'impiego di fluidi con alte temperature critiche (es. silossani, toluene).

In alcuni casi una quota del calore prodotto può essere utilizzata per l'essiccazione della biomassa in ingresso.

I combustibili utilizzati sono:

- Biomassa legnosa: segatura, cippato, corteccia, legno trattato
- Altra biomassa: fanghi biologici, paglia, scarti di potature, bucce di cereali etc.

- Rifiuti.

La caldaia è il componente in cui avviene la combustione di biomassa, in cui si ha la conversione dell'energia contenuta nel combustibile in calore che viene trasferito al fluido termovettore.

Solitamente le caldaie a biomassa che alimentano unità ORC utilizzano olio diatermico. La camera di combustione è in materiale refrattario e lo scambio avviene nella caldaia a tubi di fumo.

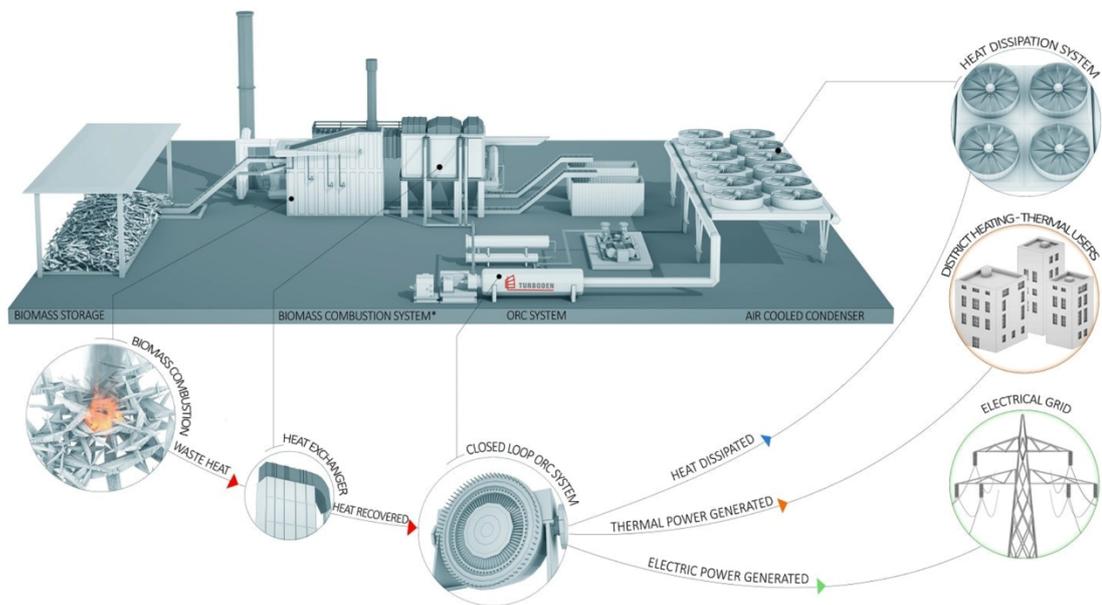


Figura 21: Layout impianto ORC a biomassa. [9]

# 3 Biomasse per teleriscaldamento

## 3.1 Premessa

La normativa nazionale definisce la biomassa come: “la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, compresa la pesca e l’acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde urbano nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

Le biomasse si possono suddividere in 5 comparti:

- Comparto forestale e agroforestale;
- Comparto agricolo;
- Comparto zootecnico;
- Comparto industriale;
- Rifiuti urbani.

## 3.2 Vantaggi rete di TLR a biomassa legnosa

Lo sviluppo di una rete di teleriscaldamento alimentata a biomassa oltre a fornire calore agli edifici di una singola area urbana, prende parte ad un processo di sostegno e di sviluppo della filiera bosco-legno-energia con lo scopo di valorizzare la materia prima forestale disponibile nel territorio circostante attraverso la creazione di una valida alternativa di mercato ai sottoprodotti di prima lavorazione del legno, ai residui delle utilizzazioni boschive e agli assortimenti attualmente aventi prezzi poco vantaggiosi. Il TLR può essere considerato come uno strumento a sostegno della selvicoltura.

La realizzazione di un impianto di teleriscaldamento alimentato a biomassa porta con sé anche un risparmio energetico da non sottovalutare, riduce l’utilizzo dei combustibili fossili, riduce l’inquinamento dovuto alla combustione dei prodotti petroliferi sostituiti. Un altro aspetto positivo consiste nell’incentivare l’economia a livello locale.

## 3.3 Potenziale del teleriscaldamento a biomassa in Italia

Secondo uno studio effettuato a livello nazionale da FIPER nel 2011 ben 801 sono i comuni Italiani non ancora metanizzati (di cui 341 in fascia climatica E e 487 in fascia

climatica F e con popolazione compresa fra i mille e diecimila abitanti per singolo comune) che possiedono le condizioni territoriali adatte per poter inserire una rete di teleriscaldamento a biomassa.

Il Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n°102 in recepimento alla Direttiva Europea sull'efficienza Energetica, riconosce un importante ruolo alla produzione e distribuzione termica attraverso le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento che impiegano fonti rinnovabili presenti sul territorio, in particolare con l'uso delle biomasse legnose. All'art. 15 viene infatti istituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico il "Fondo nazionale per l'efficienza energetica" prevedendo che detto fondo è destinato a favorire il finanziamento di interventi fra cui "... realizzare reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento in ambito agricolo o comunque connesse alla generazione distribuita a biomassa".

### 3.4 Caratteristiche biomassa

Le qualità della biomassa in ingresso condizionano il dimensionamento e le caratteristiche della camera di combustione; esse sono un elemento di criticità in questi impianti, in quanto l'umidità, la composizione e il potere calorifico possono essere significativamente variabili durante il periodo di esercizio.

Il legname, ottenuto da scarti di segherie o altre attività industriali, oppure da raccolta in bosco o colture dedicate, viene utilizzato nella forma di cippato di legna.

Il cippato è generalmente classificato in termini di umidità e pezzatura, che sono le due caratteristiche principali che possono avere conseguenze sul processo di combustione.

### 3.5 Cippato

#### 3.5.1 Caratteristiche

Il "cippato" o "legno sminuzzato" è il risultato di un trattamento meccanico (cippatura). In base alla sua provenienza, il quantitativo di umidità e di ceneri si definisce la qualità del cippato. L'umidità del cippato proveniente dalla manutenzione boschiva in genere varia tra il 40 e il 60%.

La UNI 17225-4 è la norma tecnica di riferimento per il cippato di legno e ne definisce le caratteristiche tecniche e la qualità. Le aziende di teleriscaldamento stoccano il materiale, garantendo una giusta aerazione per evitare possibili

fermentazioni che potrebbero deteriorare la qualità. Nella maggioranza dei casi esse acquistano il cippato.

### 3.5.2 Mercato locale

Un aspetto fondamentale che consente di ritenere questa forma di riscaldamento una valida sostituzione ad altre tecnologie presenti sul mercato locale è la sicurezza dell'approvvigionamento della biomassa legnosa vergine in ambito locale. Il costo del cippato finalizzato alla produzione di calore rappresenta circa il 50-60% dei costi gestionali. Gli approvvigionamenti in filiera corta sono regolati da contratti pluriennali di 3-5 anni, per combattere la concorrenza dei produttori di energia elettrica da biomassa.

### 3.5.3 Normative tecniche del cippato

La qualità delle biomasse legnose dipende da vari parametri di tipo geometrico, fisico e chimico. Questi parametri vengono valutati attraverso misurazioni su campioni di biomassa prelevati.

Per descrivere la qualità della biomassa si fa riferimento a certe norme tecniche. Allo stato attuale sono disponibili 7 norme UNI EN ISO 17225. Per il cippato di legno la norma di riferimento è la UNI EN ISO 17255-4 che definisce 4 classi di qualità del cippato.

Tabella 1: Classi di qualità del cippato. [10]

	CLASSE DI QUALITÀ			
	A1	A2	B1	B2
Origine del prodotto	Albero intero senza radice (1) Tronco di legno Legno residuo in pezzi Legno residuale non trattato chimicamente		Piante forestale e legni vergini (2) Residuo legnoso non trattato chimicamente	Piante forestale e legni vergini (2) Sottoprodotti e residui della lavorazione del legno Residuo legnoso non trattato chimicamente

(1) Si escludono le short rotation forestry

(2) Escluso ceppi di legno e cortecce

Fonte: Rielaborazione Toscano su norma UNI EN ISO 17225-4.

### 3.5.4 Parametri analitici

La valutazione dei parametri dipende dalla classe di qualità del cippato. Si descrivono di seguito alcuni dei parametri caratteristici.

### Umidità

Il contenuto di umidità del cippato va ad influenzare il valore energetico, economico e il comportamento termico del combustibile. Un alto grado di umidità porta ad una diminuzione della temperatura di combustione in caldaia con conseguenze sui rendimenti energetici e, in alcuni sistemi, un aumento sulle emissioni di inoltre, se il cippato contiene un alto quantitativo di umidità in fase di stoccaggio si facilita lo sviluppo di fenomeni di degradazione della biomassa. Questi ultimi insieme al riscaldamento della massa di biomassa stoccata, danno origine a grandi perdite del combustibile e in alcuni casi anche fenomeni di autocombustione della massa di prodotto.

### Ceneri

Le ceneri rappresentano il residuo inorganico di un biocombustibile a valle del processo di completa combustione. Nella produzione di energia in seguito alla combustione, le ceneri presenti hanno un contributo nullo. La loro presenza condiziona molto la qualità delle biomasse causando varie problematiche:

- Ad una bassa temperatura di fusione si favorisce la produzione di aggregati solidi e stabili in caldaia, ne consegue il deterioramento di alcune componenti delle caldaie, fermate di funzionamento degli impianti e perdita di efficienza energetica per imbrattamento degli scambiatori di calore;
- In base alla natura chimica delle ceneri e alla presenza di certi elementi chimici possono innescarsi processi di corrosione che vanno a danneggiare le parti interne dell'impianto di combustione;
- Emissione di polveri sottili al camino dovute alla volatilizzazione di alcuni elementi chimici alle alte temperature degli impianti di combustione;
- Costo dello smaltimento delle ceneri.

Il contenuto di ceneri è un parametro che varia in base alla tipologia di biomassa e all'organizzazione della filiera di produzione.

### Potere calorifico inferiore

Il potere calorifico è il principale parametro che caratterizza il combustibile definendone il contenuto energetico. Esso si distingue in superiore ed inferiore e indica l'energia potenzialmente utilizzata dalla combustione. Il contenuto di

umidità permette di calcolare il potere calorifico netto, nonché il valore energetico reale della biomassa. Valutazioni di tipo economico e di efficienza energetica di un impianto di conversione energetica si basano sul valore di potere calorifico netto che tiene conto dell'umidità presente.

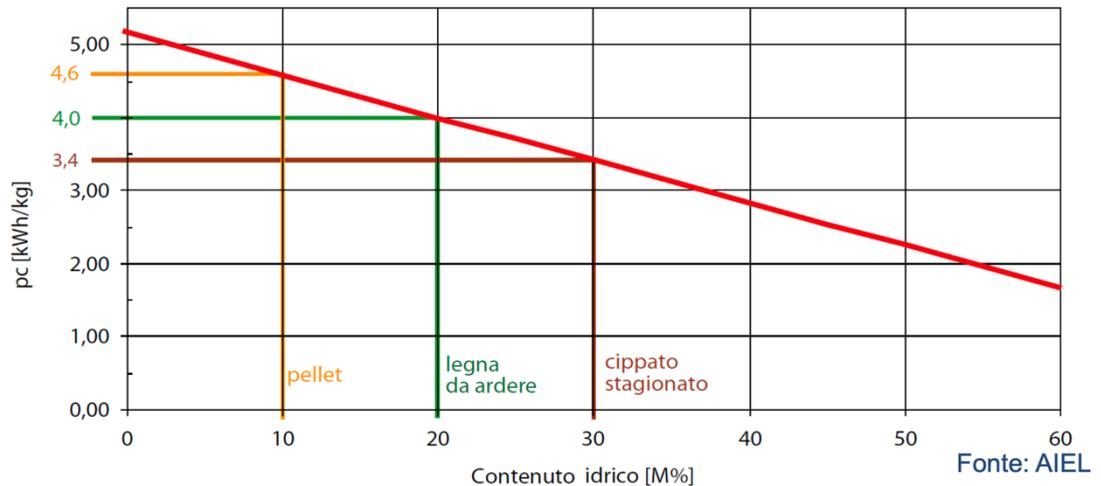


Figura 22: Variazione del pc (con  $pc_0 = 5,14 \text{ kWh/kg}$ ) in funzione del contenuto di umidità M. [11]

Per le analisi oggetto della presente tesi si farà riferimento ad un potere calorifico inferiore del cippato al 35% di umidità con un valore pari a 3,11 MWh/ton.

### Contenuto di cloro, zolfo e elementi minori

Il contenuto di elementi chimici presenti quali zolfo, cloro e azoto dipende dal tipo di biomassa: legnosa, erbacea o da agricoltura. Tipicamente le piante più giovani presentano un più alto quantitativo. La presenza di questi elementi chimici comporta problematiche di tipo tecnico e ambientale. I composti a base di cloro e zolfo favoriscono la formazione dei fenomeni di corrosione delle diverse parti dell'impianto. Elementi come l'azoto invece sono causa di problemi di carattere ambientale, con la produzione degli ossidi di azoto durante la combustione.

### Massa volumica

La massa volumica definisce la quantità di prodotto presente nell'unità di volume. Sulla base del quantitativo di umidità del cippato, la massa volumica permette di fare una stima approssimativa sulla quantità di energia su volume (densità energetica). Inoltre, occorre tenere in considerazione questo parametro per il

dimensionamento dei sistemi di movimentazione e di stoccaggio del prodotto. Una bassa massa volumica comporta elevati costi di trasporto.

#### Granulometria

La granulometria ovvero la distribuzione in peso delle diverse classi dimensionali del cippato di legno consente di valutare le dimensioni medie del prodotto. Le dimensioni del prodotto e la sua omogeneità sono parametri che influenzano il corretto funzionamento degli impianti termici.

### 3.6 Filiere locali

Un vantaggio significativo degli impianti a biomassa è l'utilizzo di risorse locali, a filiera corta.

La biomassa da filiera corta ha un ciclo chiuso della CO<sub>2</sub>, ovvero durante la fase di combustione viene emessa una quantità di anidride carbonica corrispondente alla quantità assorbita dalla pianta durante il suo periodo di crescita.

Nel contesto italiano, il concetto di filiera corta per le biomasse ai fini energetici ha trovato un riconoscimento e una qualificazione normativa con il Decreto Ministeriale 2 marzo 2010. Secondo tale disposizione si considerano da filiera corta biomasse prodotte entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica. Tali disposizioni si applicano anche a biomasse derivanti da gestione forestale, colture agro-forestali dedicate e residui di trasformazione di prodotti forestali.

### 3.7 Disponibilità forestale in Piemonte

Dall'ultima Carta Forestale risulta che la superficie forestale complessiva del Piemonte al 2016 è di 976.953 ha, ripartita come indicato in tabella n.2.

Dal 2000 al 2016 si è registrato un incremento di 44.740 ha (4,6%) dato da un aumento per i soli boschi di 57.854 ha (6,6%), al netto delle aree trasformate da bosco in altre destinazioni.

Tabella 2: Quadro di sintesi, ripartizione superficie forestale in Piemonte. [12]

Superfici	Aggiornamento 2016		Carta forestale (SIFOR) 2000		INFC 2005 <sup>2</sup> (ettari)	
	ettari	%	ettari	%		
Superficie territoriale regionale	2.538.479					
Superficie forestale	Boschi (L.r. 4/09)	932.514	36,7	874.660	34	842.046
	Altre superfici forestali (FRA2000)	9.374	0,4	n.d.		69.522
	Arboricoltura da legno	35.065	1,4	48.206	2	28.548
	<b>Totale</b>	<b>976.953</b>	<b>38,5</b>	<b>922.866</b>	<b>36</b>	<b>940.116</b>

Dal secondo dopoguerra ad oggi, la superficie boscata è quasi raddoppiata, a seguito della colonizzazione spontanea di terre abbandonate ed in minima parte per il rimboschimento artificiale. Rispetto al 1980 la superficie dei soli boschi è aumentata di circa il 38%.

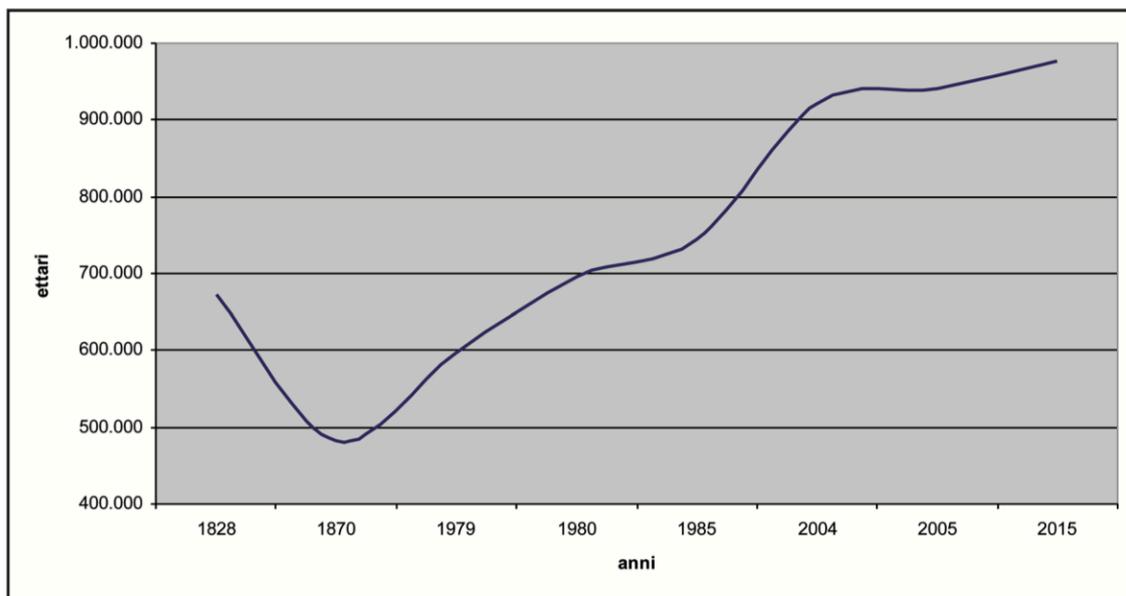


Figura 23:Variazione della superficie forestale in Piemonte. [12]

In un quadro complessivo d'incremento della superficie forestale a livello regionale si osservano differenze significative tra le Province.

Analizzando i dati a livello provinciale, le variazioni positive più significative sono state registrate nella Città Metropolitana di Torino e in Provincia di Alessandria.

Tabella 3: Dati carta forestale, Province del Piemonte. [12]

Province/ Città metropolitana	Aggiornamento carta forestale 2016				carta forestale (SIFOR) 2000	Differenza (2016 - 2000)	
	Boschi	Altre superfici forestali (FRA2000)	Arboricoltura da legno	totale	Boschi	ettari	%
Alessandria	114.711	1.397	7.499	123.607	106.138	<b>8.573</b>	<b>8,1</b>
Asti	44.713		5.693	50.406	42.847	1.866	4,4
Biella	46.011	839	548	47.398	46.815	<b>-804</b>	<b>-1,7</b>
Cuneo	258.369	2.573	7.439	268.381	242.286	<b>16.083</b>	<b>6,6</b>
Novara	35.528		2.405	37.933	34.228	1.300	3,8
Torino	242.278	3.123	9.473	254.874	220.164	<b>22.114</b>	<b>10</b>
Verbano- Cusio-Ossola	129.782	790	163	130.735	124.798	4.984	4
Vercelli	61.122	652	1.845	63.619	57.384	3.738	6,5
<b>Totali</b>	<b>932.514</b>	<b>9.374</b>	<b>35.065</b>	<b>976.953</b>	<b>874.660</b>	<b>57.854</b>	<b>6,6</b>

### 3.8 Impatti ambientali

Il carbonio rilasciato durante la combustione di biomasse non contribuisce ad aumentare la concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, ma viene riassorbito con la ricrescita della vegetazione. Al contrario, nel caso dei combustibili fossili non c'è riassorbimento di carbonio dato che i tempi per la loro formazione sono molto più lunghi. La biomassa di origine vegetale, pertanto, è considerata una fonte di energia rinnovabile.

Tuttavia, i tempi di riassorbimento del carbonio rilasciato con la combustione non sono immediati, soprattutto nel caso di biomassa legnosa forestale. A differenza delle colture legnose dedicate a fini energetici, l'estrazione del legno proveniente da foreste va a toccare carbonio stoccato in riserve già esistenti. Le riserve esistenti, fossili e non, fanno parte dello scenario che determina i livelli presenti di CO<sub>2</sub> in atmosfera. Al fine di seguire l'obiettivo delle politiche climatiche di evitare ulteriori aumenti di CO<sub>2</sub> è importante individuare tipi di biomassa che contribuiscono maggiormente alla riduzione delle emissioni nel breve periodo.

Impianti a combustione alimentati a biomassa legnosa emettono al camino, oltre ad acqua e anidride carbonica, CO, particolato, ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) etc.

La presenza di inquinanti dipende sia dalla composizione della biomassa sia dalla qualità del processo di combustione e dello scambio termico e del raffreddamento dei fumi. Per contrastare la formazione di queste sostanze si interviene mediante l'ottimizzazione e il

controllo delle condizioni di funzionamento dell'impianto e tramite l'utilizzo di adatti sistemi di trattamento vengono rimosse dai fumi.

### 3.9 Sistemi di controllo delle emissioni

#### 3.9.1 Tipi di filtri per il particolato

Per limitare le emissioni di particolato si ricorre all'utilizzo di elettrofiltri oppure multiciclone e filtro a maniche. Il multiciclone funge da prefiltro e rimuove le particelle più grossolane; la separazione delle particelle all'interno di un ciclone avviene grazie all'effetto della forza di gravità e della forza centrifuga che agiscono sulle polveri trascinate dal flusso gassoso. Le polveri vengono raccolte in un contenitore posto nella parte inferiore. I cicloni hanno un'efficienza tipicamente inferiore al 90% e riescono a catturare solo particelle relativamente grandi (diametro  $> 5 \div 10$  mm), per tale motivo si utilizzano in combinazione con altri dispositivi quali filtri a maniche o elettrofiltri che permettono la rimozione del particolato fine.

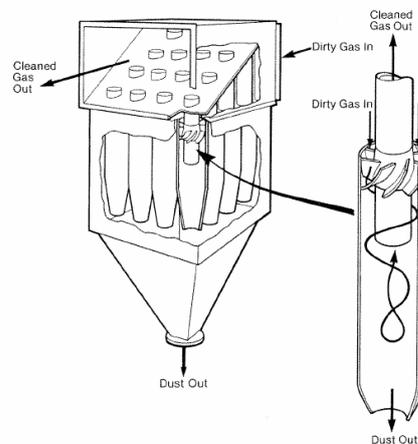


Figura 24: Filtro multiciclone [13]

I filtri a maniche si basano su una filtrazione di tipo meccanico. I fumi passano attraverso varie sezioni costituite da strati di tessuto, realizzato in fibre tessili o metalliche, sulla cui superficie aderiscono le particelle solide. Per la pulizia del filtro si ricorre all'insufflaggio di getti d'aria compressa sulla superficie delle maniche oppure lo scuotimento meccanico o vibrazione delle maniche. L'efficienza di rimozione è elevata ( $>99\%$ ) ma diminuisce con il tempo.

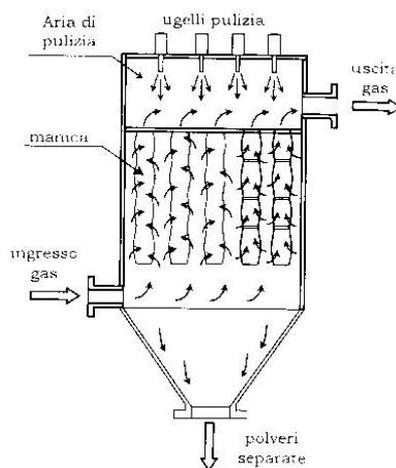


Figura 25: Filtro a maniche. [13]

Gli elettrofiltri (precipitatori elettrostatici) agiscono caricando elettricamente le particelle contenute nei fumi e le separano del flusso gassoso all'interno di un campo elettrico. La loro pulizia avviene mediante flussi d'acqua che lambiscono le superfici degli elettrodi (pulizia a umido) oppure attraverso il raschiamento o lo scuotimento periodico delle stesse superfici di raccolta (pulizia a secco). L'efficienza di rimozione è elevata (>99% per  $d > 5 \mu\text{m}$ ).

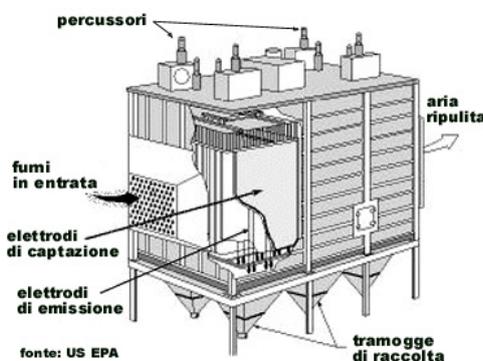


Figura 26: Elettrofiltro a secco.

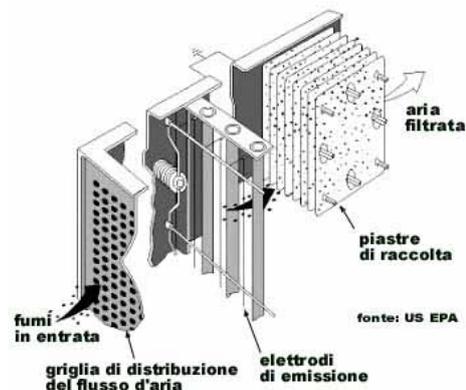


Figura 27: Elettrofiltro a umido. [13]

### 3.9.2 Sistemi per gli ossidi di azoto

Gli ossidi di azoto presenti nei fumi derivano sostanzialmente dall'azoto contenuto nella biomassa. Per limitare la loro emissione si adottano sistemi di riduzione selettiva catalitica (SCR) con iniezione di un agente riducente su un catalizzatore, oppure sistemi di riduzione selettiva non catalitica (SNCR) con iniezione dell'agente riducente (tipicamente urea) direttamente in camera di combustione.

# 4 CAR ed incentivi

## 4.1 Definizione

La *direttiva 11 febbraio 2004* del Parlamento Europeo e del Consiglio n.2004/8/CE definisce il concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) con l'obiettivo di promuovere la cogenerazione basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria. Essa definisce anche l'energia elettrica "qualificabile come cogenerativa" a partire dalla domanda di calore utile. La *direttiva 2004/8/CE* è stata abrogata dalla *direttiva 2012/27/UE* sull'efficienza energetica che ha lasciato invariati i principi relativi alla definizione di CAR e dell'energia elettrica quantificabile come cogenerativa.

Il *decreto legislativo 3 marzo 2011 n.28* definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in riferimento alla quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia.

Il *decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011* stabilisce i nuovi criteri per il riconoscimento della condizione di CAR e completa il recepimento della *direttiva 2004/8/CE* integrando e sostituendo gli allegati.

Per CAR si intende la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore, secondo modalità definite dal *Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 n.20* come integrato del *DM 4 Agosto 2011* e riportato nel documento "*Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 Settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)*".

Il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica deve essere calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato durante l'intero anno di rendicontazione.

## 4.2 Benefici

Per le unità riconosciute CAR sono previsti i seguenti benefici:

- Priorità nel dispacciamento dell'energia elettrica prodotta;
- Agevolazioni dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica;
- Accesso al servizio di scambio sul posto, per unità con potenza nominale inferiore a 200 kW;
- Incremento della tariffa base di incentivazione solo per impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili ed entrati in esercizio dopo il 30 Giugno 2017;
- Accesso alla tariffa base per impianti alimentati a biomassa e biogas, anche per l'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti con potenza superiore a 300 kW;
- Riconoscimento della tariffa prevista per la produzione di energia elettrica da biogas anche all'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biometano;
- Esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema (SEU/SEESEU);
- Agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione.

### 4.3 Requisiti

Per il riconoscimento della qualifica CAR due requisiti devono essere soddisfatti:

- $\eta_{globale} \geq \eta_{riferimento}$
- $PES \geq PES_{limite}$

Il rendimento globale è definito come rapporto tra la somma di energia elettrica e calore prodotti e l'energia associata al combustibile in ingresso.

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F}$$

L'indice PES (Primary Energy Saving) rappresenta il risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, secondo tecnologie e rendimenti di confronto definiti da normativa.

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{Ref E_{\eta}}}$$

La CAR deve fornire un PES pari almeno al 10% rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore.

Per unità di piccola cogenerazione e micro-cogenerazione (capacità di generazione inferiore, rispettivamente a 1 MW e 50 kW) il PES fornito deve essere maggiore di zero.

Di seguito sono definiti gli indici che compaiono nella formula del PES:

- $CHPH_{\eta}$  rappresenta il rendimento termico della produzione in assetto cogenerativo ed è il rapporto tra la quantità di calore utile annua e l'energia riferita al combustibile in ingresso, impiegato per produrre sia calore che energia elettrica da cogenerazione.

$$CHPH_{\eta} = \frac{E_{th}}{E_c}$$

- $CHPE_{\eta}$  è il rendimento elettrico della produzione in assetto cogenerativo ed è definito come rapporto tra la quantità di energia elettrica annua prodotta e l'energia riferita al combustibile in ingresso, impiegato per produrre sia calore che energia elettrica da cogenerazione.

$$CHPE_{\eta} = \frac{E_{EL}}{E_c}$$

- $Ref H_{\eta}$  è il valore di riferimento del rendimento per la produzione separata di calore.
- $Ref E_{\eta}$  è il valore di riferimento del rendimento per la produzione separata di energia elettrica.

Il *Regolamento delegato UE 2015/2402 del 12 ottobre 2015* ridefinisce i valori di rendimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore ai fini del calcolo e della verifica dell'indice PES.

#### 4.4 Certificati Bianchi

Secondo il *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 Settembre 2011*, le unità di cogenerazione, a seguito di “nuova costruzione” o di “rifacimento”, hanno diritto

per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti CAR, al riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi), in numero proporzionale al risparmio energetico conseguito (RISP) secondo quote progressive di potenza.

Il risparmio di energia primaria è calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{E RIF}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{T RIF}} - F_{chp}$$

Dove:

- RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità cogenerativa nell'anno solare per il quale è stato richiesto l'accesso al regime di sostegno;
- $E_{chp}$  è l'energia elettrica prodotta dalla "parte CHP" dell'unità cogenerativa nel medesimo anno solare;
- $H_{chp}$  è il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- $F_{chp}$  è l'energia di alimentazione consumata dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare.
- $\eta_{T RIF}$  è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano ed è pari a 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico, 0,90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore.
- $\eta_{E RIF}$  è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano assunto pari a 0,46, da correggere in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia consumata in loco e della quantità di energia esportata verso la rete secondo le modalità descritte nell'Allegato IV del "Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della commissione del 12 Ottobre 2015".

#### 4.5 Tariffa a copertura dei costi

I soggetti che fanno richiesta al GSE di riconoscimento delle unità di cogenerazione dovranno pagare un contributo di istruttoria determinato in base alla capacità di generazione dell'unità di cogenerazione. Per potenze comprese tra 50 kW e 1MW il corrispettivo fisso è pari a 250 €, per potenze maggiori di 1 MW fino a 10 MW è pari a 1500 € e per potenze sopra ai 10 MW è pari a 5000 €.

## 4.6 Incentivi

Il *D.M. 23/06/16* è finalizzato a sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili definendo gli incentivi e le modalità di accesso. Il documento contiene le procedure per la richiesta di accesso agli incentivi, le modalità di calcolo e di erogazione degli incentivi e i principi dello svolgimento dei controlli e delle verifiche sugli impianti. Il decreto stabilisce le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici, inclusi i solari termodinamici, nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di potenziamento o di rifacimento, aventi potenza superiore a 1kW, entrati in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2012.

Nella Tabella 1 di tale Decreto si stabiliscono le tariffe incentivanti base e i premi.

Le tariffe variano in base al tipo di fonte rinnovabile e alla potenza dell'impianto.

Nel caso di biomasse categoria b) e Potenza compresa tra i 300 e 1000 kW il periodo di diritto agli incentivi è pari a 20 anni e la tariffa base è pari a 175,75 €/MWh. La tariffa deve essere ridotta del 5% qualora non sia rispettata almeno una delle seguenti condizioni:

- L'impianto opera in cogenerazione ad alto rendimento;
- L'impianto rispetta i valori di emissione di cui all'allegato 5 del decreto 6 luglio 2012;
- L'impianto effettua il recupero di almeno il 30% dell'azoto totale in ingresso all'impianto attraverso la produzione di fertilizzanti e rispetta le condizioni di cui alle lettere d) ed e) del comma 2 dell'articolo 26 del decreto 6 luglio 2012, verificate con le modalità di cui al comma 4 dello stesso articolo 26.

Da tenere in conto l'assorbimento di ausiliari e perdite di linea pari al 17%.

## 4.7 Credito d'imposta

Il gestore di una rete di teleriscaldamento alimentata a biomassa e l'utente finale nei comuni situati in zone climatiche specifiche (E ed F), può fruire del credito d'imposta istituito *dall'articolo 8 comma 10, lettera f) della legge n.448 del 1998*. Tale credito è stato ridotto del 15% come deciso dal *Decreto del 20 febbraio 2014*.

## 4.8 Accisa per gas naturale

Il *D.lgs. 504/1995* disciplina l'imposizione indiretta sulla produzione e sui consumi, in particolare all'articolo n°26 detta le disposizioni in merito al gas naturale. "Il gas naturale, destinato alla combustione per usi civili e industriali, nonché all'autotrazione, è sottoposto ad accisa...". Sono considerati compresi negli usi industriali gli impieghi del gas naturale come combustibile nel "teleriscaldamento alimentato da impianti di cogenerazione che abbiano caratteristiche tecniche indicate nella lettera b) del comma 2 dell'articolo 11 della *Legge 9 Gennaio 1991, n.10*, anche se riforniscono utenze civili"; L'aliquota ridotta prevista per uso industriale può essere concessa solo se la potenza e l'energia elettrica installata per la cogenerazione sono pari ad almeno il 10% della potenza e dell'energia termica erogata all'utenza.

# 5 Caso Studio

## 5.1 Bardonecchia: caratteristiche e dati climatici

Bardonecchia è un comune in provincia di Torino situato in alta Val di Susa, ad una quota di 1312 m s.l.m. Il turismo è la risorsa economica fondamentale, infatti sono presenti numerose strutture alberghiere.

Bardonecchia è caratterizzata da 3043 GG (gradi giorno), pertanto appartiene alla fascia climatica F.

I Gradi Giorno sono un indice del fabbisogno termico di una determinata area geografica in base alle vigenti normative sul riscaldamento delle abitazioni. Un valore di GG basso indica un breve periodo di riscaldamento e temperature medie giornaliere prossime alla temperatura ambiente di 20°C, valori elevati di GG indicano invece un periodo di riscaldamento prolungato e temperature medie giornaliere decisamente inferiori ai 20°C.

Tabella 4: Fasce climatiche.

FASCE CLIMATICHE	
<b>A</b>	0-600 GG
<b>B</b>	600-900 GG
<b>C</b>	900-1400 GG
<b>D</b>	1400-2100 GG
<b>E</b>	2100-3000 GG
<b>F</b>	> 3000 GG

I dati meteo sono stati reperiti attraverso la Banca Dati Meteorologica dell'ARPA. Tra le stazioni meteo presenti è stata scelta la stazione Prerichard (la più vicina alla zona di nostro interesse).

Per le analisi sono stati utilizzati dati meteo giornalieri per gli anni dal 2014 a 2018.

Di seguito una tabella riassuntiva con le temperature registrate:

Tabella 5: temperature registrate dal 2014 al 2018.

Anno	T <sub>media</sub> [°C]	T <sub>massima</sub> [°C]	T <sub>minima</sub> [°C]
2014	8	27.3	-10.3
2015	8.5	28.7	-10.5
2016	8	29.1	-11.3

2017	8	30.1	-13.8
2018	8.1	28.1	-16.9

## 5.2 Rete di Teleriscaldamento esistente

### 5.2.1 Descrizione della Centrale di produzione

La centrale ha come scopo principale la produzione di energia sotto forma di acqua calda da inviare alla rete di TLR, che alimenta le utenze pubbliche e private del comune, e di energia elettrica, in cogenerazione, da utilizzare per gli autoconsumi e da cedere alla rete elettrica nazionale.

La produzione è garantita da motori endotermici a gas che azionano generatori elettrici e cedono calore di raffreddamento all'acqua della rete di TLR, e da caldaie convenzionali con bruciatori a gas per la produzione dell'acqua calda che circola nella rete.

### 5.2.2 Ubicazione della Centrale di produzione

La centrale cogenerativa è situata in Via Susa, in località Courbè nel comune di Bardonecchia, in un'area industriale che occupa la sponda destra del fiume Dora di Bardonecchia, al confine sudorientale del centro abitato.

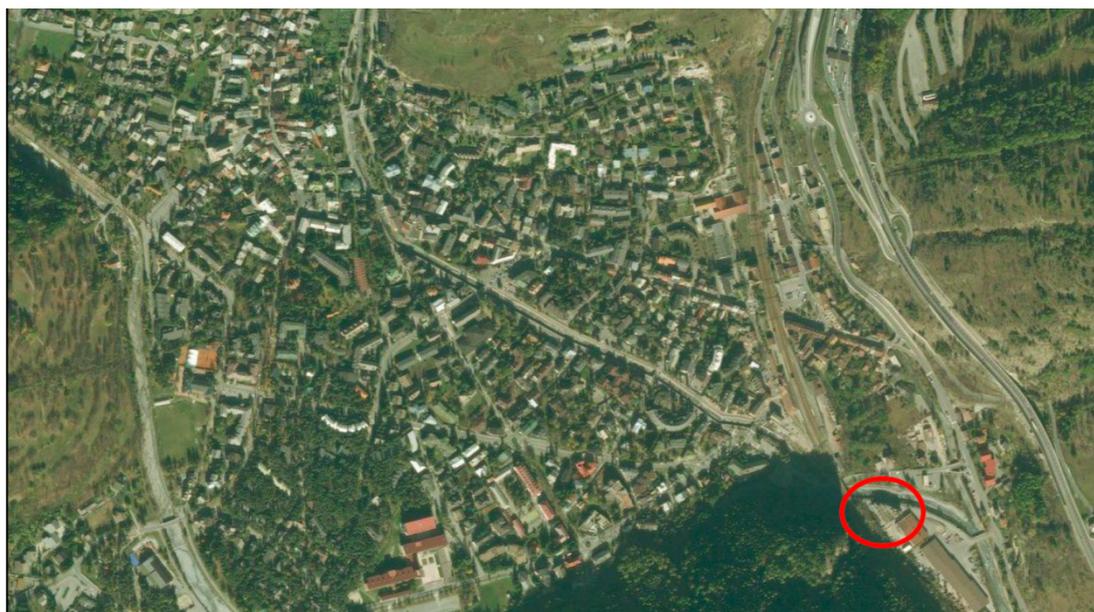


Figura 28: Comune di Bardonecchia. [14]



*Figura 29: Dettaglio centrale di produzione vista dall'alto. [14]*



*Figura 30: Esterno della centrale di produzione.*

### 5.2.3 Configurazione iniziale della Centrale

L'impianto iniziale era costituito da 4 caldaie per la produzione di energia termica da distribuire tramite la rete di teleriscaldamento, e 3 cogeneratori per la produzione combinata di energia termica e energia elettrica.

La potenza termica totale era pari a 47,5 MW.

Tabella 6: Taglie di cogeneratori e caldaie presenti nella configurazione iniziale.

Generatore	Codice	Potenza elettrica	Potenza termica
		[MW]	[MW]
Cogeneratore	C501	3.6	3.3
Cogeneratore	C701	5.6	5.1
Cogeneratore	C801	5.6	5.1
Caldaia	C101	-	10
Caldaia	C202	-	8
Caldaia	C302	-	8
Caldaia	C602	-	8

La centrale di Teleriscaldamento è alimentata a gas naturale. Il combustibile è fornito direttamente dal metanodotto di trasporto regionale di proprietà di Metanodotto Alpino S.r.l., che passa nelle vicinanze della centrale.

#### 5.2.4 Utenze

A partire dalla centrale si snoda la rete di distribuzione del calore verso le circa 400 utenze che sono dislocate nel centro abitato di Bardonecchia, principalmente alberghi e condomini, a cui viene fornita acqua calda per il riscaldamento e acqua calda sanitaria.

Presso ogni utenza è installata una sottostazione per lo scambio termico completa di tutti gli accessori di regolazione e sicurezza e dei sistemi di contabilizzazione del calore.

È stato fornito l'elenco di tutte le utenze allacciate in cui sono specificati l'anno di allacciamento, la tipologia di utenza (domestico, non domestico) e la potenza installata. Nella tabella di seguito si riassumono i dati relativi alla potenza termica installata nei vari anni.

Tabella 7: Potenza termica installata negli anni dal 2000 al 2017.

Anno	P <sub>th_domestico</sub> [kW]	P <sub>th_non domestico</sub> [kW]	Totale
2000	12147	3256	15403
2001	14166	1055	15221
2002	5849	872	6721
2003	3417	1339	4756

<b>2004</b>	7530	58	7588
<b>2005</b>	5180	760	5940
<b>2006</b>	5829	813	6642
<b>2007</b>	1421	291	1712
<b>2008</b>	2557	151	2708
<b>2009</b>	1762		1762
<b>2010</b>	574	1150	1724
<b>2011</b>	350		350
<b>2012</b>	30	407	437
<b>2013</b>	492		492
<b>2014</b>	574		574
<b>2015</b>	624	116	740
<b>2016</b>	716	350	1066
<b>2017</b>	632		632

Nell'istogramma in figura seguente è rappresentata la potenza termica installata nei vari anni distinguendo per tipologia di utenza. La potenza installata per utenze domestiche è pari all'86% della Potenza totale installata.

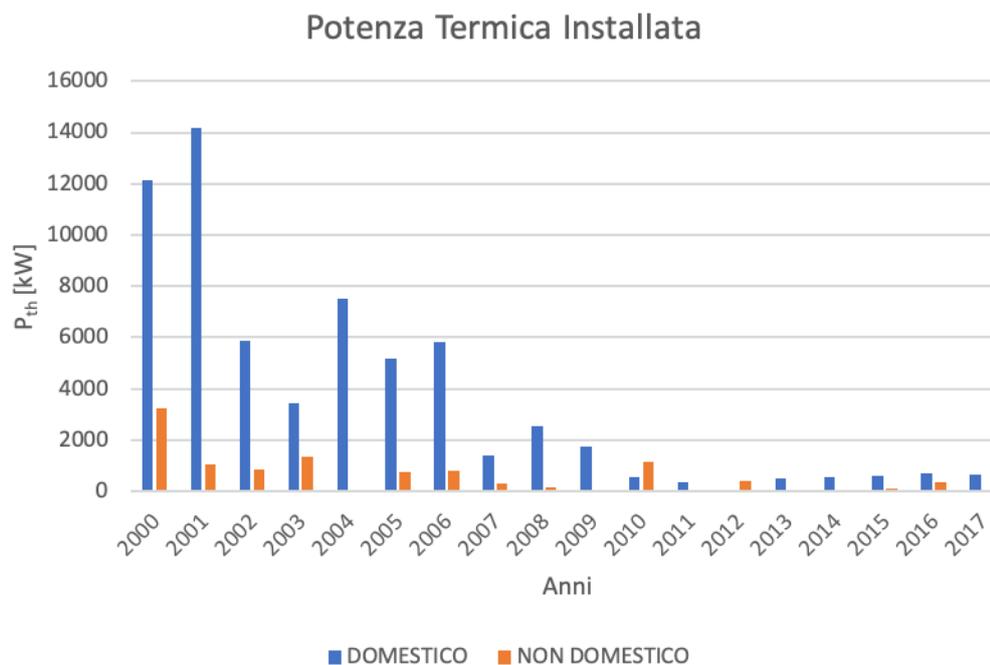


Figura 31: Iistogramma con Potenza termica installata nei vari anni.

## Tipologia di utenza servita Ripartizione su base Potenza Termica Installata

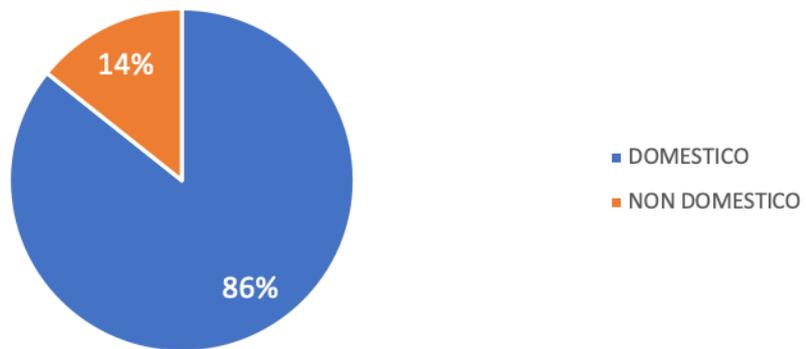


Figura 32: Ripartizione Potenza termica installata per tipologia di utenza.

La potenza installata dal 2014 fino al 2018 risulta essere circa 3 MW, ovvero solo il 4% circa rispetto al totale installato dal 2000 ad oggi.

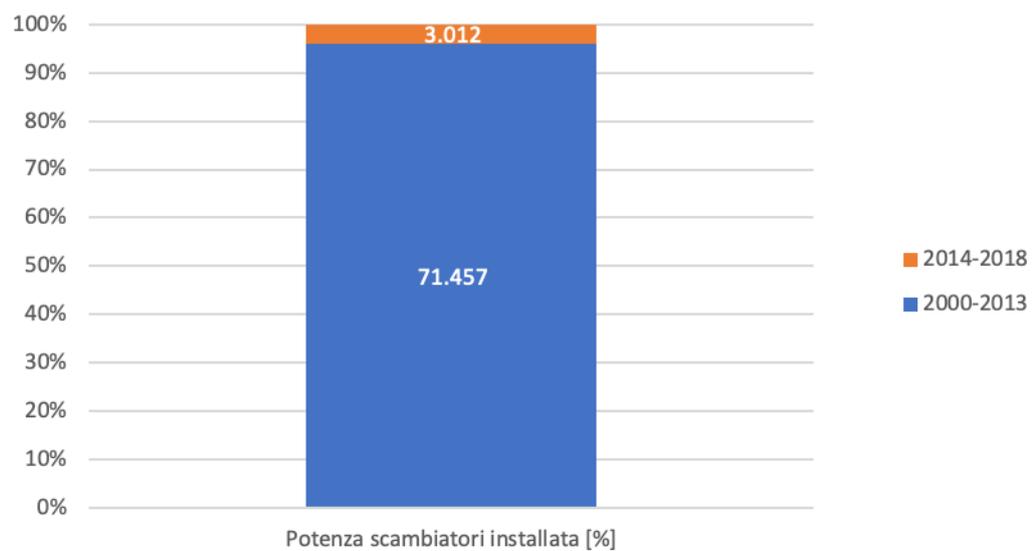


Figura 33: Potenza installata dal 2000 al 2013 e dal 2014 al 2018.

La volumetria servita ad oggi è di circa 1.600.000 m<sup>3</sup>.

### 5.2.5 La rete di distribuzione del calore

La rete di distribuzione è costituita da:

- 34 km ca. di rete principale (tubazione di andata e ritorno)
- 24 km ca. di allacciamenti (tubazione di andata e ritorno)

È caratterizzata da una doppia tubazione in acciaio preisolato con diametri dal DN20 al DN400, in base alla portata d'acqua da fornire e alle potenze installate presso le utenze.

La rete è interrata al di sotto del manto stradale, ad una profondità che varia tra i 130 cm ai 160 cm fondo scavo, in base al diametro della condotta e al tipo di posa (strada, terreno). Lungo la rete sono dislocate delle valvole di intercettazione di sicurezza.

La rete di distribuzione è stata posata a partire dall'anno 1999, i primi allacciamenti sono stati eseguiti a partire dal 2000.



*Figura 34: Collettore di ritorno dalla rete.*



*Figura 35: Collettore di mandata della rete.*

## 5.2.6 Modifiche impianto

La centrale, a partire dal 2012, ha subito un cambiamento nell'assetto dei cogeneratori, essendo stati sostituiti due cogeneratori e due caldaie con quattro nuove caldaie.

La nuova centrale ha quindi il seguente assetto:

- 2 motori endotermici a gas naturale;
- 5 caldaie, con bruciatori a gas naturale.

Con una potenza installata di 52,2 MW termici e di 11,2 MW elettrici.

Il nuovo assetto garantisce:

- Maggiore capacità di produzione di energia termica;
- Maggiore affidabilità della centrale di produzione data da generatori nuovi;
- Consistente diminuzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera.

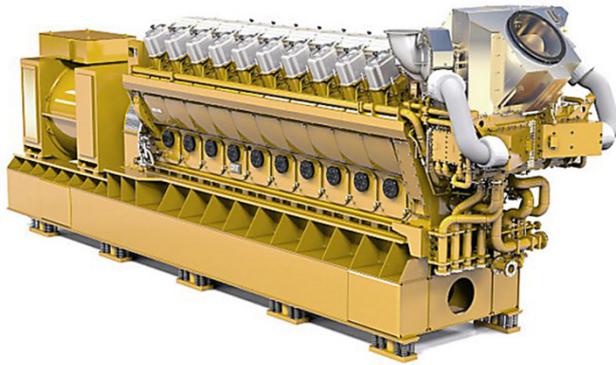
## 5.2.7 Generatori nuovo assetto

I generatori sono utilizzati in base alla potenziale richiesta di calore dalle utenze. Il sistema di controllo gestisce le priorità impostate tra i generatori e regola la temperatura in uscita su un valore massimo di 105°C, garantendo allo stesso tempo una portata di acqua nella rete tale da soddisfare la richiesta di calore delle utenze.

Di seguito sono riportati in tabella i dati nominali dei generatori.

Tabella 8: Dati tecnici cogeneratori e caldaie nuovo assetto.

Generatore	Codice	Costruttore	Potenza elettrica [MW]	Potenza termica [MW]	Combustibile [MW]
Cogeneratore	C701	Caterpillar	5.6	5.1	13.1
Cogeneratore	C801	Caterpillar	5.6	5.1	13.1
Caldaia	C101	Babcock Wanson	--	10	11
Caldaia	C202	Viessmann	--	8	8.7
Caldaia	C303	Ferrolì	--	8	8.7
Caldaia	C502	Viessmann	--	8	8.7
Caldaia	C602	Ferrolì	--	8	8.7



*Figura 36: Immagine rappresentativa del motore a combustione interna (Fonte: Caterpillar)*



*Figura 36: Foto dettaglio parte del motore presente in centrale.*



*Figura 38: Caldaia Ferroli presente in centrale.*



*Figura 39: Caldaia Viessmann presente in centrale*



*Figura 37: Caldaia Babcock Wanson presente in centrale.*

### 5.3 Analisi dei dati

I dati fornitici da Lumina s.r.l. contengono le misurazioni effettuate dai vari contatori presenti nell'impianto per ogni ora del giorno dal 1° Gennaio 2014 al 31 Dicembre 2018 (cinque anni in totale).

I contatori misurano l'energia termica ed elettrica all'uscita dai gruppi di cogenerazione, l'energia termica prodotta dalle caldaie, l'energia termica ed elettrica in uscita dalla centrale. Inoltre, sono presenti i dati relativi ai consumi di combustibile per i gruppi cogenerativi e per le caldaie, le temperature di mandata e ritorno della rete e la portata d'acqua che circola nella rete.

Analizzando i dati relativi all'energia termica prodotta dalla centrale, è stata riscontrata una mancanza di alcuni di questi. I dati mancanti talvolta riguardavano solo alcune ore di certi giorni di uno specifico anno, talvolta giornate intere o anche diversi giorni consecutivi. Pertanto, prima di effettuare valutazioni sulle curve di carico e cumulate, è stata necessaria una stima dei dati mancanti per un riassetto dei dati.

Nel caso in cui i dati mancanti riguardavano solo alcune ore di alcuni giorni è stato analizzato l'andamento dei dati relativi ai giorni precedente e successivo a quello di interesse. Per i tratti con andamento pressoché costante è stata adottato un andamento costante anche per le ore mancanti, nel caso di tratti lineari si è seguita la stessa linea di tendenza per la stima delle ore mancanti.

Per il caso, invece, in cui i dati mancanti erano relativi a intere giornate o vari giorni consecutivi è stata adottata la seguente metodologia:

- Valutazione dei profili giornalieri 15 giorni prima e 15 giorni dopo l'errore di misurazione;
- Calcolo dei profili di potenza riferiti alla potenza media giornaliera;
- Diagrammare la potenza media giornaliera e la temperatura media giornaliera in modo da ricavare una correlazione tra le due serie di dati;
- Tramite la correlazione trovata, ricavare la potenza media giornaliera per i giorni privi di dato e ripartirla durante le ore del giorno seguendo l'andamento del profilo medio della potenza media giornaliera.

A titolo di esempio si riportano i calcoli effettuati per i giorni 1,2,3 Agosto 2015 di cui non erano presenti i dati.

In una tabella sono stati inseriti i dati orari relativi alla potenza termica in uscita dalla centrale (ET Centrale) dal giorno 17 Luglio al 31 Luglio e dal 4 Agosto al 18 Agosto. È stata calcolata la potenza media giornaliera:

$$Media ET Centrale = \frac{\sum_{h=0}^{23} ET Centrale}{24}$$

Sono stati valutati i profili giornalieri riferiti alla potenza media giornaliera, per cui per ogni ora del giorno ET\_Centrale diviso Media\_ET\_Centrale.

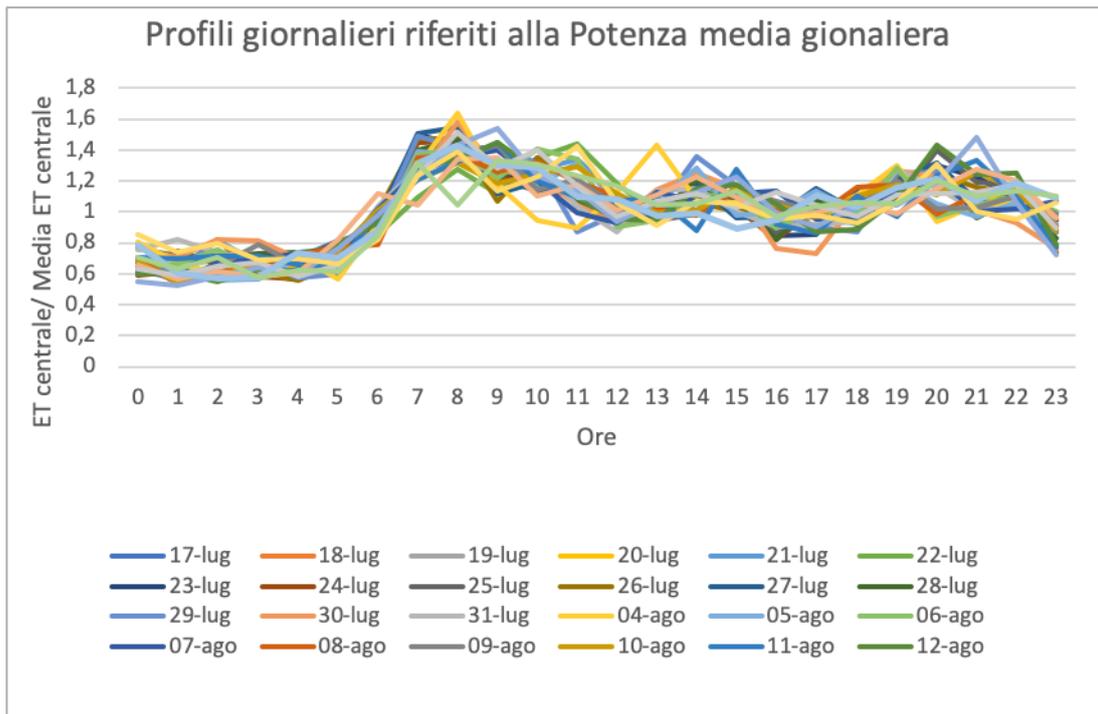


Figura 38: Profili giornalieri riferiti alla potenza media giornaliera.

Poiché gli andamenti sono simili tra loro si utilizza il profilo medio per procedere con la stima dei dati mancanti.



Figura 39: Andamento profilo giornaliero medio.

Successivamente sono state analizzate le potenze medie giornaliere in funzione delle temperature medie registrate in quei giorni.

Tabella 9: Potenze medie e temperature medie giornaliere.

<b>Giorno</b>	<b>Pmedia [kW]</b>	<b>Tmedia [°C]</b>	<b>Giorno</b>	<b>Pmedia [kW]</b>	<b>Tmedia [°C]</b>
<b>17/07/15</b>	1531	19,4	<b>04/08/15</b>	1528	18,5
<b>18/07/15</b>	1547	18,4	<b>05/08/15</b>	1571	19,4
<b>19/07/15</b>	1516	20,3	<b>06/08/15</b>	1522	21,1
<b>20/07/15</b>	1505	21	<b>07/08/15</b>	1513	21,6
<b>21/07/15</b>	1506	20,9	<b>08/08/15</b>	1510	19,9
<b>22/07/15</b>	1525	19,7	<b>09/08/15</b>	1520	15,5
<b>23/07/15</b>	1498	19,5	<b>10/08/15</b>	1625	14,2
<b>24/07/15</b>	1502	18,2	<b>11/08/15</b>	1647	17,7
<b>25/07/15</b>	1590	17,6	<b>12/08/15</b>	1653	19,1
<b>26/07/15</b>	1589	15,8	<b>13/08/15</b>	1615	17,2
<b>27/07/15</b>	1515	20,3	<b>14/08/15</b>	1666	14,4
<b>28/07/15</b>	1551	19,3	<b>15/08/15</b>	1749	11,8
<b>29/07/15</b>	1545	19,5	<b>16/08/15</b>	1749	12,7
<b>30/07/15</b>	1567	17,3	<b>17/08/15</b>	1720	14,2
<b>31/07/15</b>	1555	14,4	<b>18/08/15</b>	1739	13,2

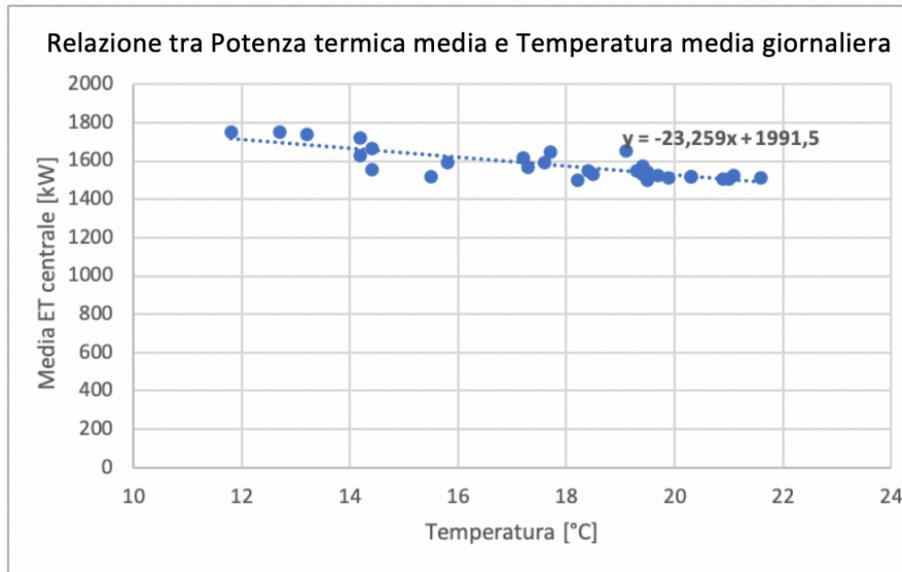


Figura 40: Relazione tra Potenza termica media e temperatura media.

Note le temperature medie per i giorni 1-2-3 Agosto, si ricava una prima stima della potenza media giornaliera tramite la linea di tendenza mostrata nel grafico sovrastante.

Tabella 10: Potenza media giornaliera prima stima.

<b>Giorno</b>	<b>Tmedia [°C]</b>	<b>Pmedia_stima1 [kW]</b>
<b>01/08/15</b>	12,2	1708
<b>02/08/15</b>	15,6	1629
<b>03/08/15</b>	18,1	1570

Il totale misurato dai contatori risultava essere 114240 kW (TOT\_ET), mentre il totale stimato è pari a 117763 kW (TOT\_ET\_STIMA) pertanto si stima la potenza media giornaliera tenendo conto di questa differenza.

$$P_{media\_stima} = P_{media\_stima1} * \frac{TOT\_ET\_STIMA}{TOT\_ET}$$

Tabella 11: Potenza media giornaliera stima finale.

<b>Giorno</b>	<b>Tmedia [°C]</b>	<b>Pmedia_stima [kW]</b>
<b>01/08/15</b>	12,2	1657
<b>02/08/15</b>	15,6	1579
<b>03/08/15</b>	18,1	1523

Infine, seguendo l'andamento del profilo giornaliero medio, è stata ripartita la potenza media giornaliera stimata nelle varie ore del giorno.

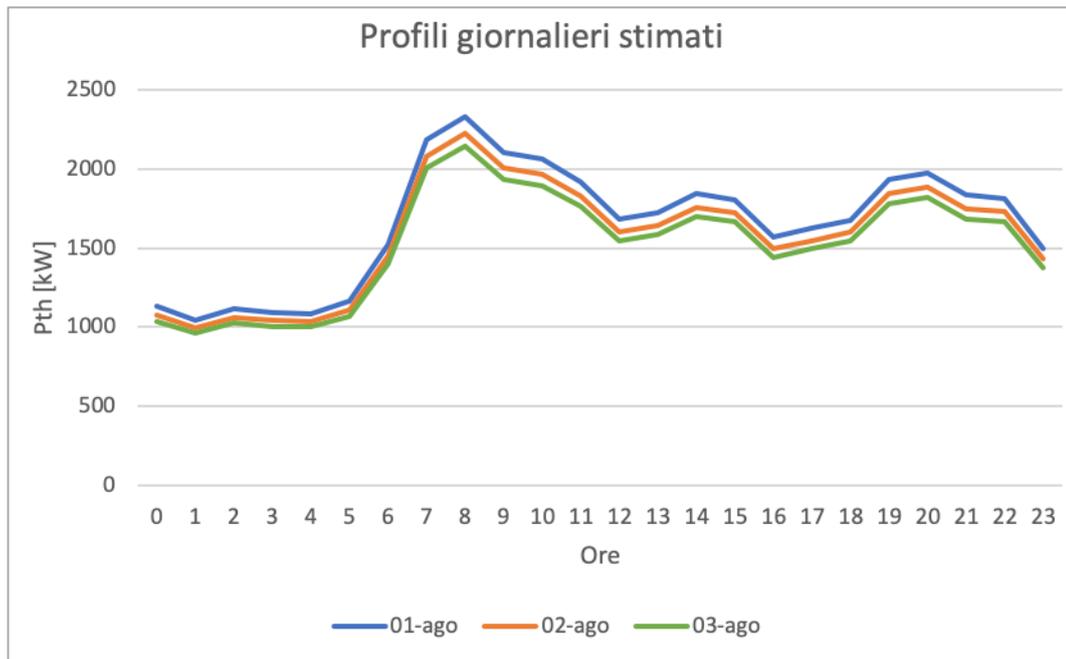


Figura 41: Andamento profili giornalieri stimati.

## 5.4 Curve di carico e Cumulate

La richiesta di energia varia in funzione alle ore durante il giorno; per evidenziare questa dipendenza sono di seguito mostrate le curve di carico giornaliero medie per ogni mese. Si nota un picco intorno alle 7 di mattina, necessario a riscaldare gli edifici alla temperatura desiderata. Questo picco è più accentuato nei mesi invernali rispetto al periodo estivo ma l'andamento per i vari mesi è molto simile. Si può notare come durante la stagione di riscaldamento, il carico notturno non è mai settato a zero, ciò è dovuto al fatto che la città è caratterizzata da temperature molto basse di notte dunque il riscaldamento è acceso anche di notte.

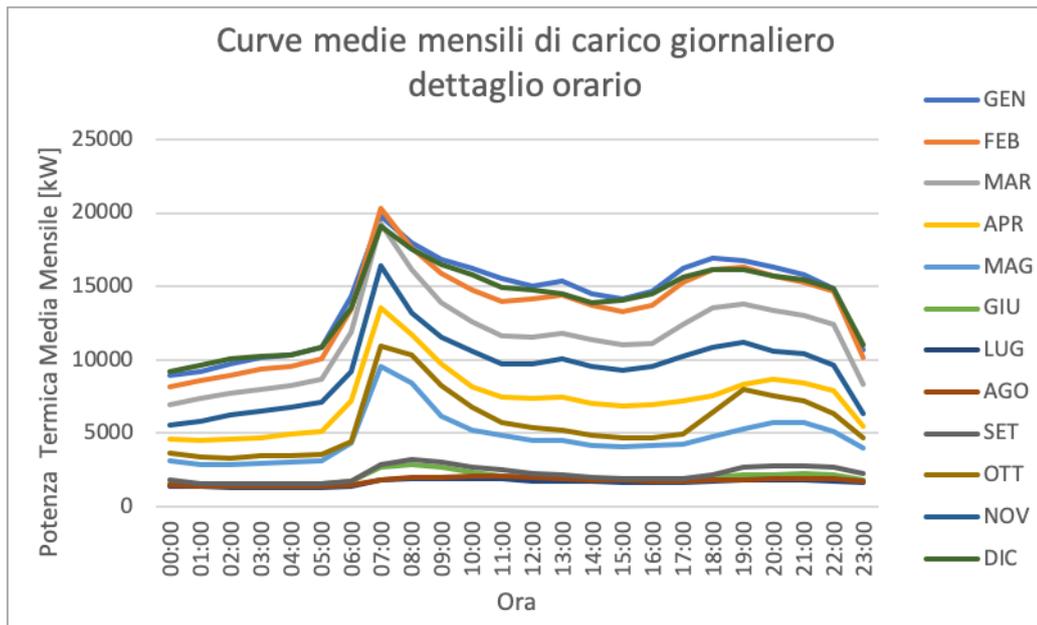


Figura 42: Curve medie mensili di carico giornaliero.

A titolo di esempio è mostrato l'andamento del carico termico da soddisfare durante l'anno.

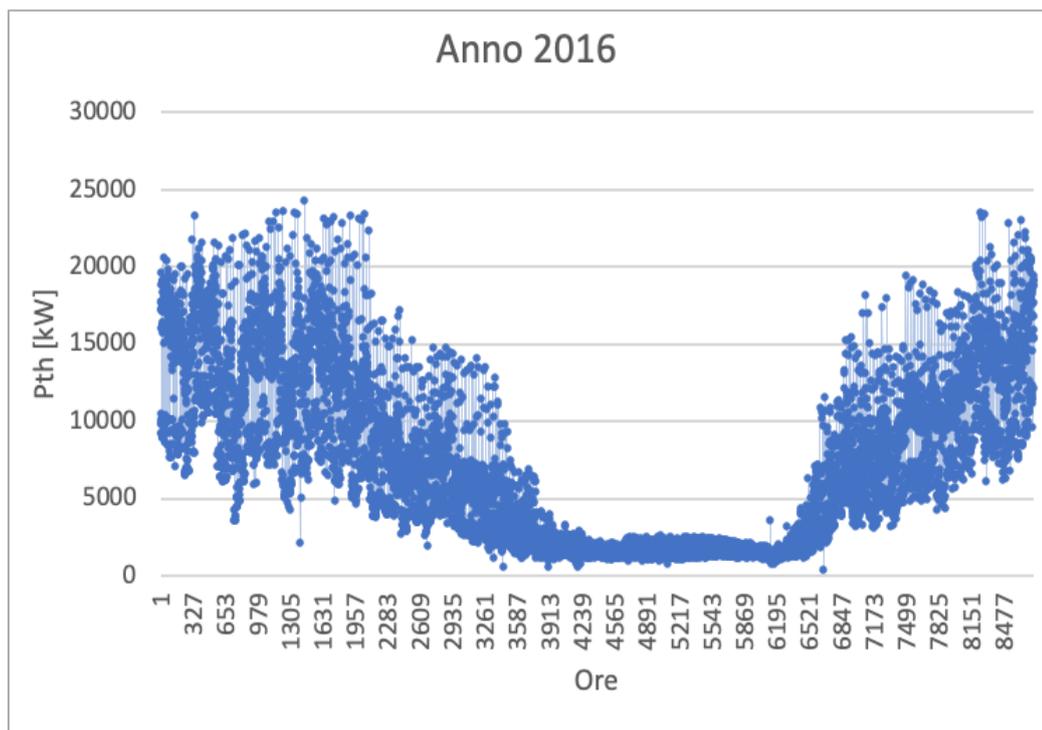


Figura 43: Carico termico anno 2016.

Per confrontare i carichi termici durante gli anni presi in considerazione si riporta qui di seguito un istogramma riassuntivo. Il carico termico varia negli anni in base alla

temperatura esterna ma segue sempre lo stesso andamento durante gli anni presi in considerazione.

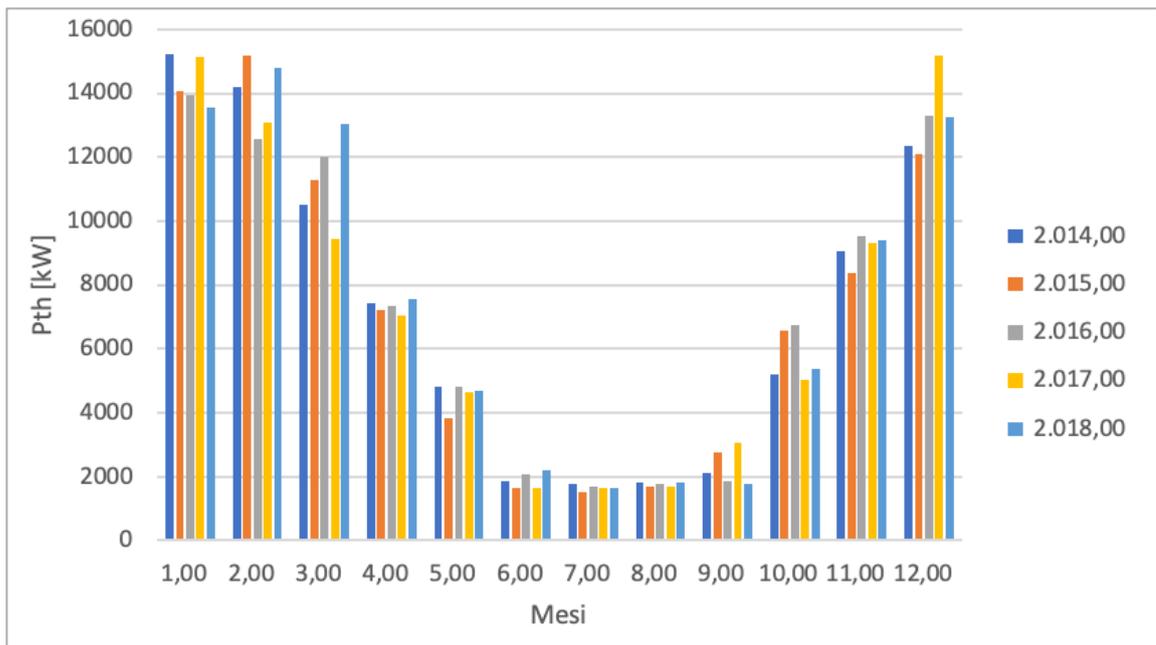


Figura 44: Carico termico annuale dal 2014 al 2018 ripartito nei vari mesi.

Per poter dimensionare l'impianto occorre valutare le cumulate. La cumulata fornisce informazioni riguardo a quante ore occorre fornire un certo carico termico. Il grafico si ottiene ordinando in maniera decrescente il carico termico.

Dai dati in possesso sono state ottenute le cumulate per gli anni considerati.

Esse non presentano una grossa deviazione per gli anni analizzati, l'andamento è abbastanza simile per tutte e cinque gli anni; le piccole variazioni presenti sono imputabili a variazioni di tipo climatico.

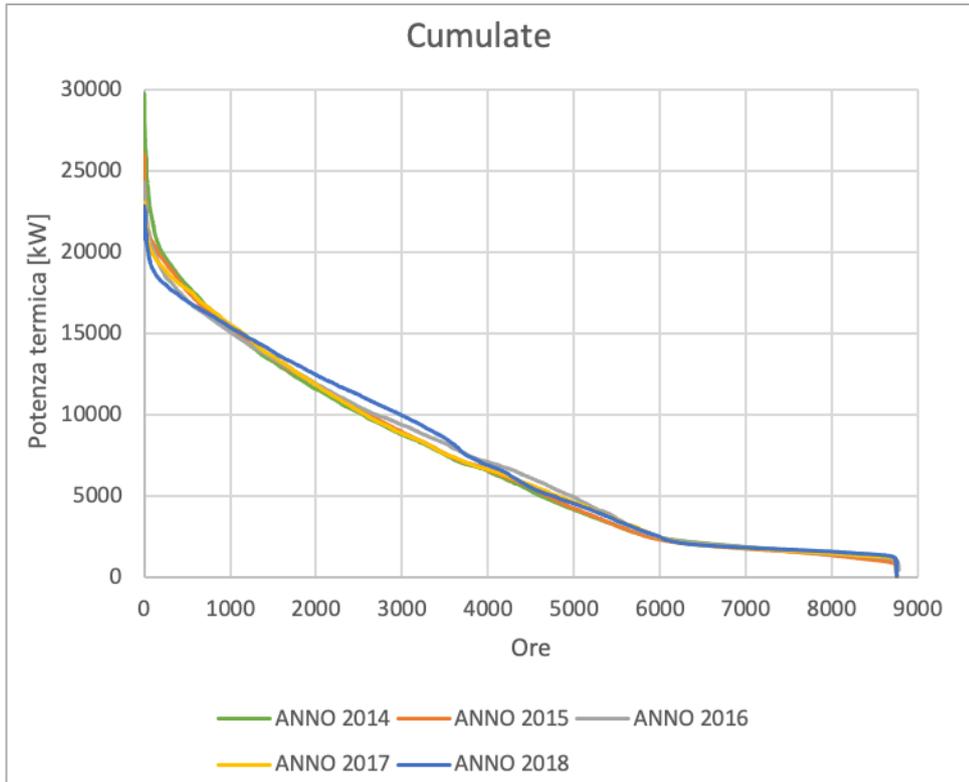


Figura 45: Cumulate per ogni anno.

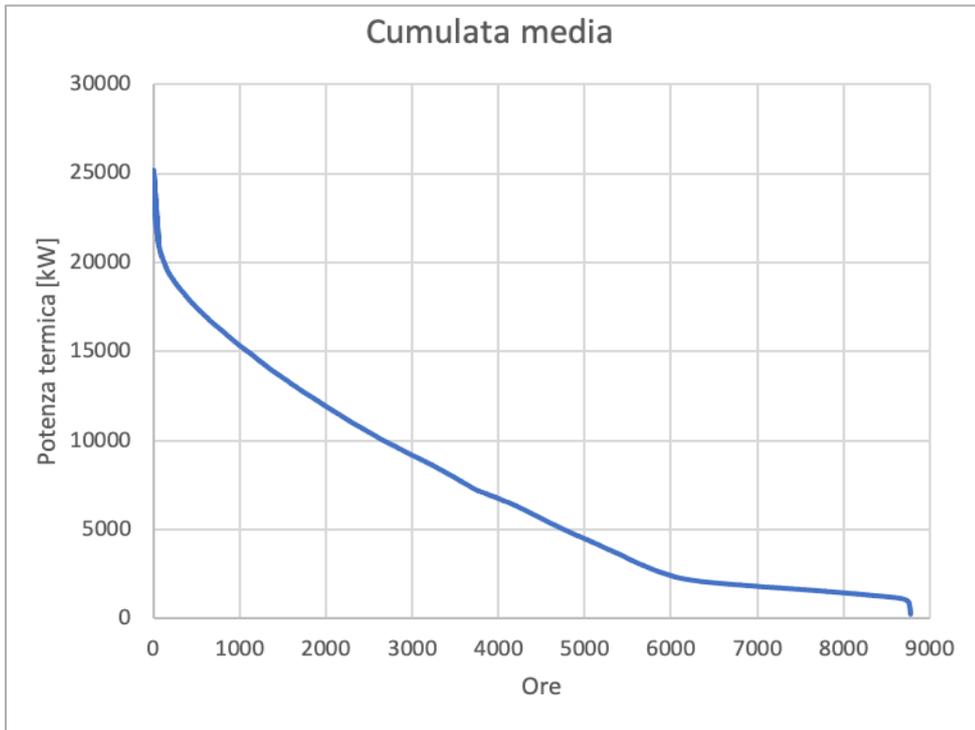


Figura 46: Media delle cumulate.

## 5.5 Stima cippato prelevabile in zone circostanti

### 5.5.1 Premessa

La scelta che si vuole adottare consiste nell'inserire un gruppo ORC alimentato a biomassa o una caldaia a biomassa che vadano a coprire il carico termico di base. Per rendere più sostenibile l'impianto, si vuole sfruttare la biomassa legnosa a disposizione nelle aree limitrofe e ridurre i costi di trasporto. Occorre dunque fare una stima della biomassa legnosa disponibile.

### 5.5.2 Disponibilità forestale della zona

Per stimare il legno prelevabile è stata utilizzata l'applicazione per il calcolo della disponibilità potenziale delle risorse legnose derivanti dai boschi del Piemonte (CDLP). Tale servizio è integrato all'interno del SIFOR (Sistema Informativo Forestale Regionale) e utilizza come fonti dati l'Inventario Forestale Regionale, la Carta Forestale e delle altre coperture del territorio.

Come criteri di ricerca sono stati selezionati il campo "Area forestale 30-Alta Valle Susa" e il campo "Servito-SI" in modo da considerare tutte le zone accessibili tramite mezzi di trasporto. L'unità di misura selezionata è tonnellata. In tabella n.12 le masse prelevabili e le masse ottenibili sono distinte per aggregazioni di categorie forestali e sono ripartite secondo i diversi assortimenti legnosi.

Tabella 12: Massa prelevabile distinta per tipologia di categorie forestali e per diversi assortimenti legnosi. [15]

	MASSA ENERGETICO		ALTRI USI						MASSA PRELEVABILE
	Assortimenti da triturazione	%	Legna da ardere	%	Paleria	%	Tondame da lavoro	%	
<b>Formazioni igrofile</b>	1.565	75	376	18	42	2	104	5	2.087
<b>Castagneti</b>	48.844	55	17.761	20	13.321	15	8.881	10	88.807
<b>Faggete</b>	1.073	25	2.790	65	0	0	429	10	4.292
<b>Boschi di neoformazione</b>	5.448	26	12.446	59	1.055	5	2.110	10	21.095
<b>Querceti e ostrieti</b>	503	25	1.207	60	0	0	302	15	2.012
<b>Robineti</b>	0		0		0		0		0
<b>Lariceti</b>	43.364	25	17.346	10	0	0	112.746	65	173.456
<b>Abetine e peccete</b>	18.458	44	6.700	16	0	0	16.751	40	41.877
<b>Arbusteti</b>	137	75	18	10	9	5	18	10	183
<b>Pinete</b>	41.337	54	4.562	6	0	0	30.412	40	76.029
<b>TOTALE</b>	160.729	38	63.206	15	14.427	3	163.753	42	409.838

Nella zona di nostro interesse la massa legnosa disponibile è pari a 10.600 tonnellate all'anno, a questa quota si può aggiungere la quota prelevabile in Bassa Val Susa e Val Cenischia pari a 8.400 tonnellate all'anno e la quota dalle Valli Chisone e Germanasca pari a 11.200 tonnellate l'anno. Il cippato preso in considerazione si assume che abbia un grado di umidità del 35%.

### 5.5.3 Taglia gruppo ORC e fabbisogno cippato (prima approssimazione)

La taglia dell'unità ORC è stata valutata sulla base delle potenze termiche rese disponibili tra le unità prodotte da Turboden per applicazioni a biomassa e confrontate con le cumulate oggetto di studio, al fine di consentire un esercizio teorico del gruppo ORC per almeno metà dell'anno. Si riportano i dati nominali dell'unità cogenerativa TD 10 CHP(h) da 1,10 MWe.

Tabella 13: Scheda tecnica unità ORC.

UNITA' ORC: TD 10 CHP (h)	
Potenza lorda in uscita [MW]	1,10
Consumo potenza ausiliari [MW]	0,05
Potenza netta in uscita [MW]	1,05
Rendimento lordo [%]	21%
Rendimento netto [%]	20,1%

<b>temperatura olio in/out [°C]</b>	313/253
<b>Potenza termica in ingresso [MW]</b>	5,25
<b>temperatura acqua in/out [°C]</b>	60/80
<b>Potenza termica in uscita: Q [MW]</b>	4,13
<b>temperatura aria ambiente [°C]</b>	15,0
<b>Consumo stimato di biomassa [ton/anno]</b>	19,765

In prima approssimazione l'ordine di grandezza del fabbisogno dell'ORC stimato è circa 16.000 tonnellate l'anno di cippato. Il dato sarà oggetto di affinamento e discussione all'interno della presente tesi.

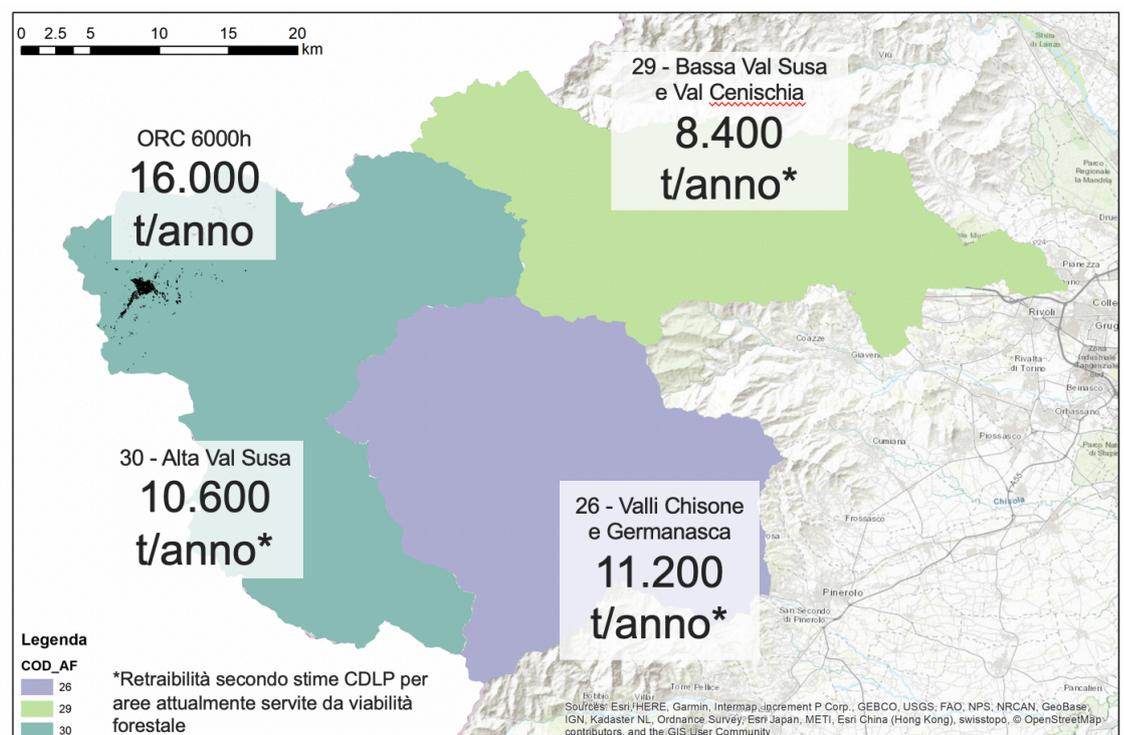


Figura 47: Aree forestali e retraibilità cippato.

#### 5.5.4 Software GIS

Dalle mappe fornite dal Comune di Bardonecchia, tramite il software GIS sono stati analizzati gli edifici ancora non serviti dalla rete di teleriscaldamento esistente. In seguito ad un sopralluogo fatto sul posto, sono stati inseriti dati relativi alla destinazione d'uso dei vari edifici presenti, il tipo di impianto di riscaldamento (se centralizzato o autonomo), il combustibile utilizzato (gas naturale, gasolio o GPL).

Sono stati esclusi dal possibile allaccio gli edifici della zona in cui il manto stradale è in pavé e gli edifici caratterizzati da una volumetria troppo piccola e per questo non interessante dal punto di vista economico.

Rispetto al comune asfalto, il pavé comporta maggiori costi in quanto si dovrebbe smantellare la pavimentazione, posare le tubazioni del teleriscaldamento e poi ricostruire il pavé.

L'attuale volumetria teleriscaldata risulta essere circa 1.600.000 m<sup>3</sup>, mentre la potenziale volumetria allacciabile considerando volumetrie maggiori di 2500 m<sup>3</sup> è pari a circa 100.000 m<sup>3</sup>. Di questi 100.000 m<sup>3</sup> circa l'80% degli edifici si trova in un'area già servita dalla rete mentre il 20% in un'area di potenziale espansione della rete. Ovviamente l'allacciamento di edifici in zona non ancora servita comporta costi di investimento maggiori rispetto ai costi per l'allacciamento di edifici in zone in cui è già presente la rete.

Analisi Utenza e Nuovi Allacci

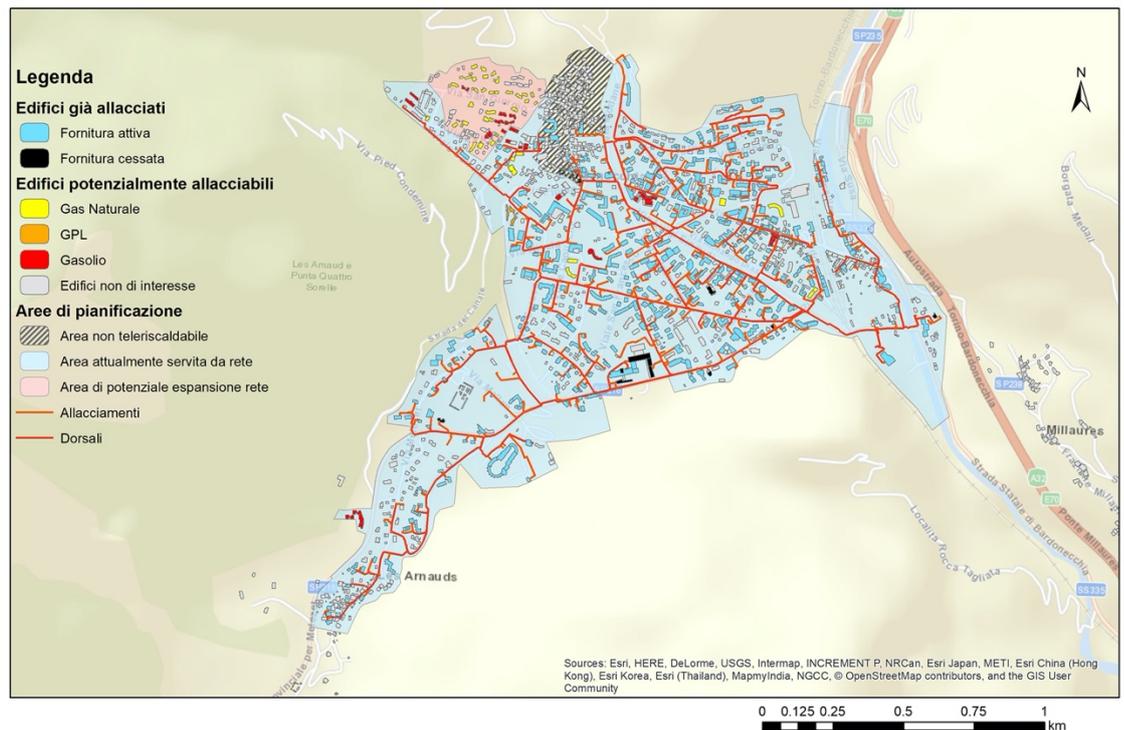


Figura 48: Mappa della città con riferimento alla rete esistente e tipologie di utenza.

### Dettaglio Area Espansione

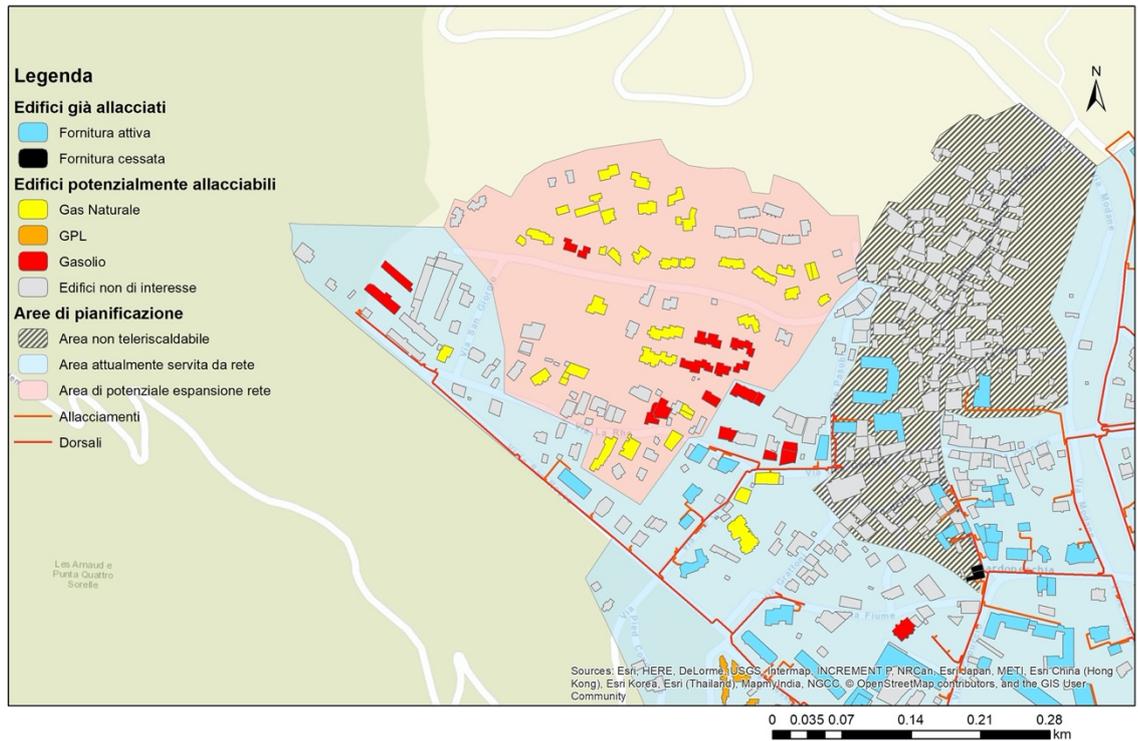


Figura 49: Dettaglio area di potenziale espansione rete.

## 5.6 Prestazioni dei vari gruppi al variare del carico

Un aspetto da non sottovalutare per il funzionamento dei vari gruppi oggetto dell'analisi è quello delle prestazioni a carico variabile, per capire fino a che grado si può far modulare il gruppo senza avere notevoli penalizzazioni sul rendimento.

### 5.6.1 Efficienza caldaie a biomassa a carico variabile

Uno studio condotto da ricercatori dell'università di Ginevra nel 2015 riporta l'impatto delle variazioni di carico su caldaie a biomassa legnosa. Il caso studio consiste nel monitoraggio di una rete di teleriscaldamento esistente alimentata a caldaie a biomassa legnosa in un anno. Le misure sono state fatte in diversi periodi dell'anno e i valori ottenuti tramite metodo diretto sono stati messi a confronto con quelli ottenuti tramite metodo indiretto.

Da letteratura i valori istantanei di rendimento per caldaie a biomassa legnosa esistenti mostrano un trend che decresce per carichi inferiori al 30%. Per carichi maggiori del 30% i valori di rendimento variano in un range da 80% a 90%.

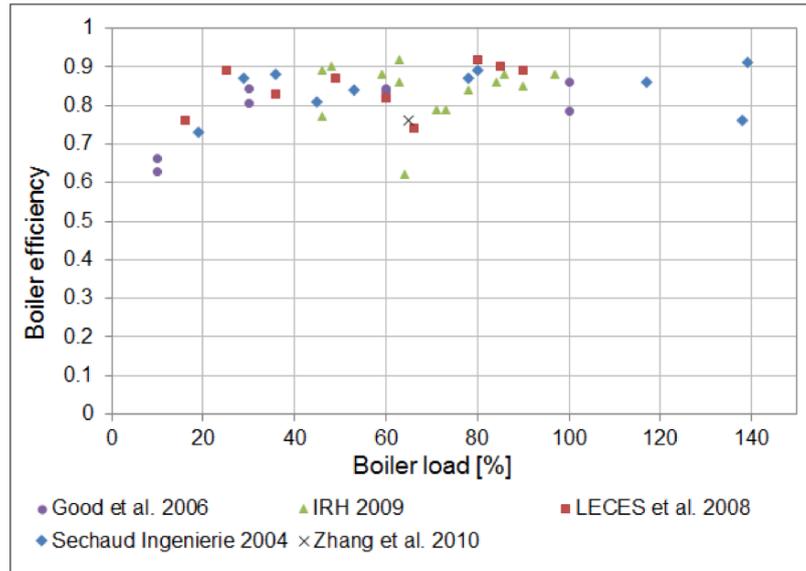


Figura 50: Rendimento caldaie in funzione del carico, valori di letteratura. [16]

Dal monitoraggio effettuato su una caldaia di 2 MW risulta un andamento che tende a decrescere all'aumentare del carico ma pressoché costante per carichi dal 30% al 100%. La regolazione dell'aria avviene tramite sonda lambda che legge il valore di ossigeno in uscita e mantiene la dosatura costante, garantendo una completa combustione.

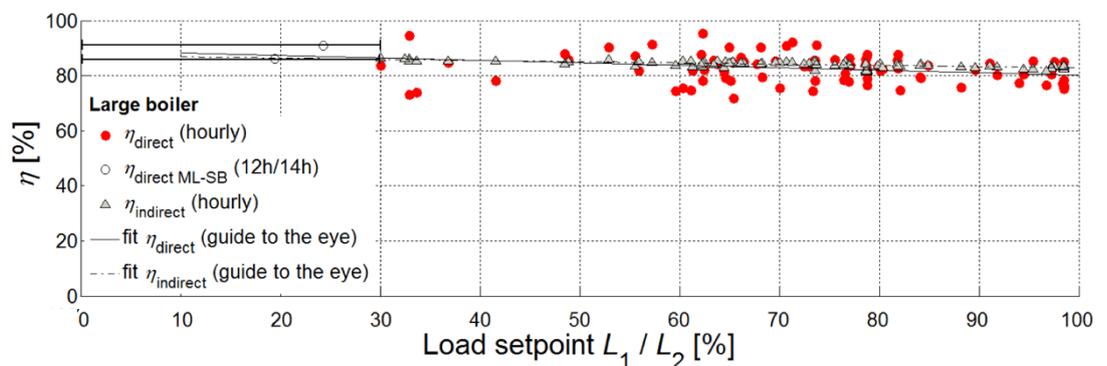


Figura 51: Rendimento in funzione del carico, metodo diretto e indiretto. [16]

Di seguito è riportata una curva semplificata che indica l'andamento del rendimento in funzione del carico.

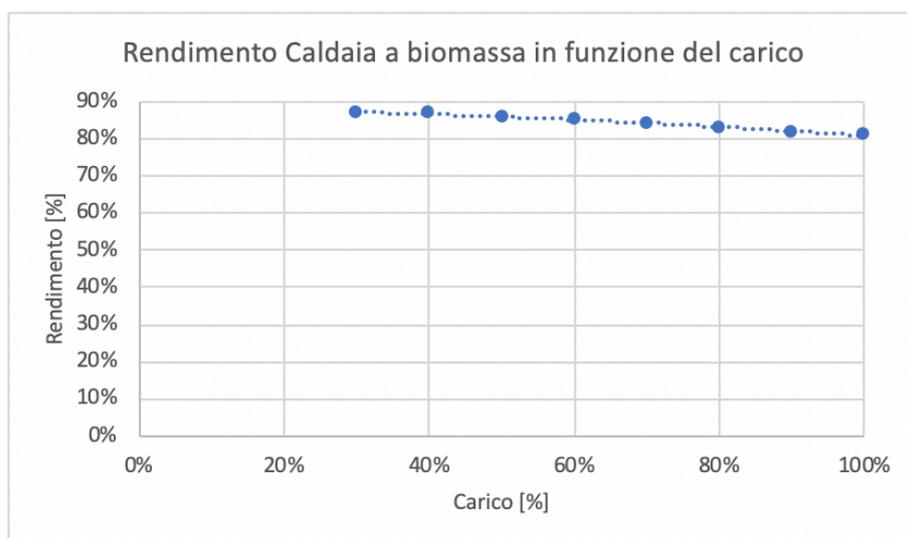


Figura 52: Andamento rendimento a carico parziale per Caldaie a biomassa.

Mettendo in relazione il consumo di combustibile con la Potenza termica erogata, l'andamento può essere rappresentato da una retta che intercetta l'asse delle ordinate nell'origine, limitatamente a carichi erogati sopra il 30%.

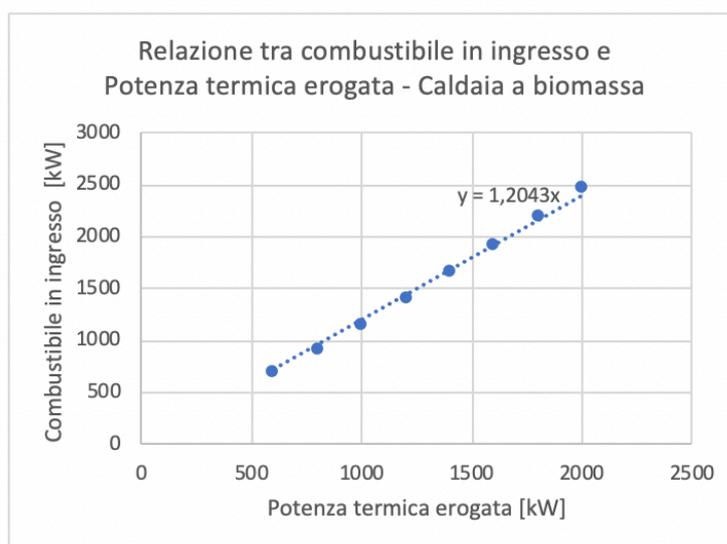


Figura 53: Relazione tra consumo di combustibile e Potenza termica erogata per caldaie a biomassa.

Visto l'andamento si può assumere un rendimento costante per il gruppo caldaie a biomassa. Si sceglie di far modulare la caldaia a biomassa fino a carichi del 75%, ciò perchè per carichi inferiori diventa problematico gestire le emissioni di CO.

### 5.6.2 Efficienza caldaie a gas per integrazione e riserva a carico variabile

Prendendo in analisi generatori di calore ad alto rendimento, il rendimento nominale arriva al 90% grazie ad una migliore combustione che, riducendo l'eccesso d'aria, riduce le perdite al camino. Le caldaie prese in considerazione sono caratterizzate da bruciatori modulanti, ciò significa che il funzionamento del bruciatore varia in funzione del fabbisogno termico inserendo sempre il giusto quantitativo di aria necessaria per la combustione. Qui di seguito un grafico che rappresenta gli andamenti dei rendimenti di varie tipologie di caldaie in funzione del fattore di carico.

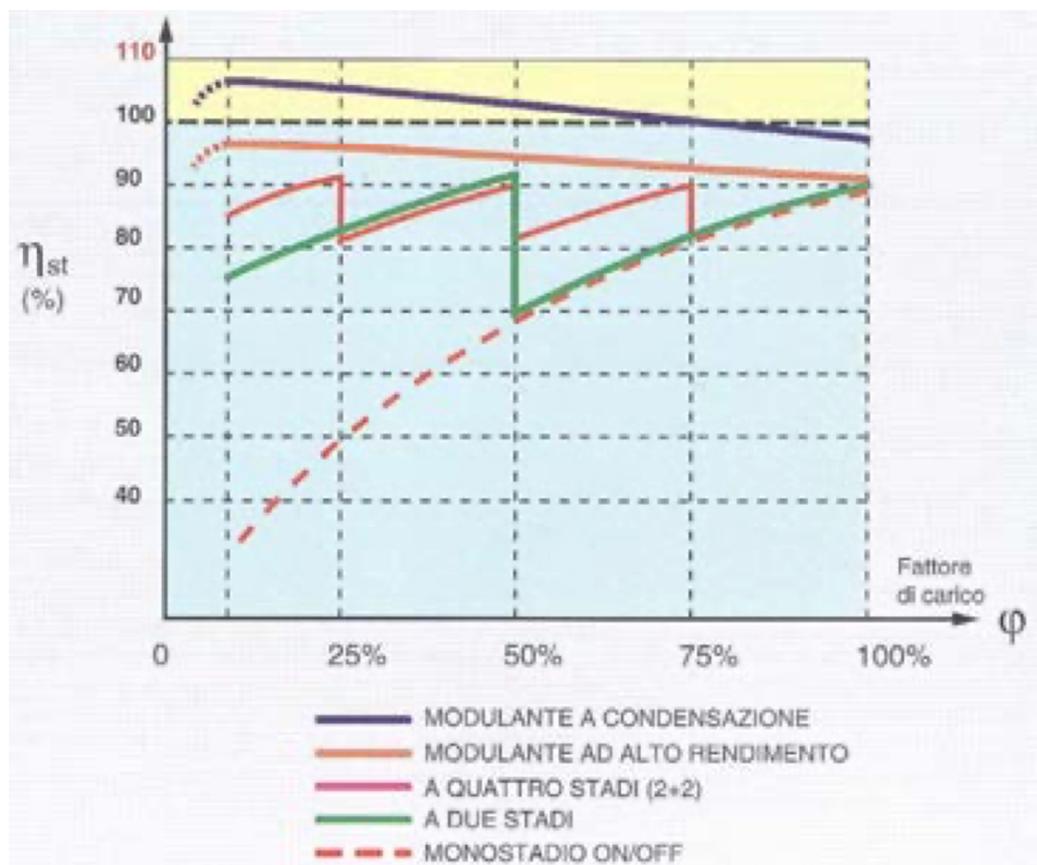


Figura 54: Rendimenti caldaie in funzione del fattore di carico [17]

Rispetto alle caldaie tradizionali (curva tratteggiata), le caldaie ad alto rendimento (curva arancione) presentano un rendimento pressoché costante, con valore iniziale di circa 90% a carico nominale che aumenta leggermente al diminuire del fattore di carico.

Di seguito è stata ritracciata la curva seguendo l'andamento riportato nella precedente figura.

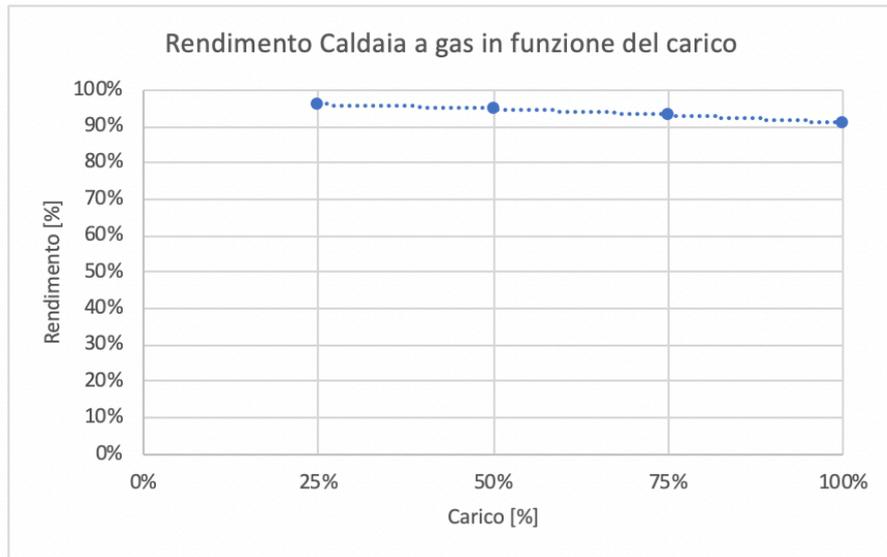


Figura 55: Andamento rendimento a carico parziale per caldaie a gas.

Come nel caso delle caldaie a biomassa legnosa, è stato messo in relazione il consumo di combustibile (in questo caso gas naturale) con la Potenza termica erogata; l'andamento è di tipo lineare con intercetta sull'origine degli assi.

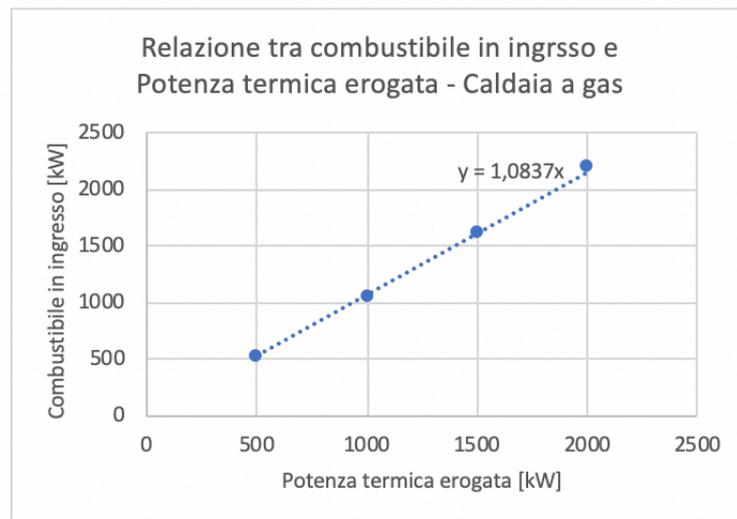


Figura 56: Relazione tra consumo di combustibile e Potenza termica erogata per caldaie a gas.

### 5.6.3 Efficienza motori a combustione interna a carico variabile

Seguendo come modello il datasheet di un motore MTU che riporta i dati caratteristici al 100%, 75% e 50% del carico è stato ricostruito l'andamento

dell'efficienza del motore a combustione interna in funzione del carico. Al 50% del carico l'efficienza si riduce dell'8% rispetto all'efficienza a carico nominale.

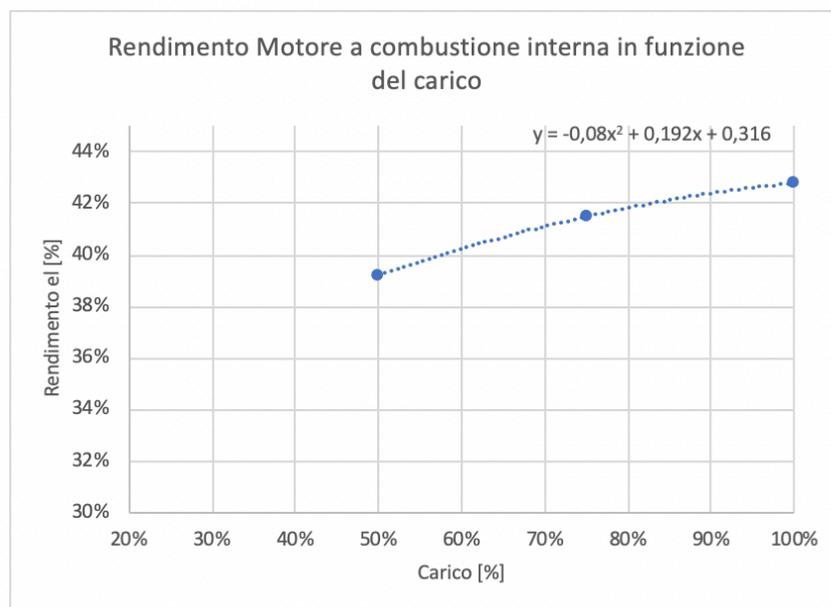


Figura 57: Andamento rendimento elettrico a carico parziale per MCI.

Visto come varia il rendimento elettrico, si sceglie di far modulare il gruppo motore a combustione interna fino al 50% del carico.

Mettendo in relazione il consumo di combustibile con la Potenza elettrica erogata, l'andamento è di tipo lineare con intercetta sull'asse y ad una quota maggiore di 0. Nel caso in cui l'energia erogata all'utenza è nulla perché l'acqua calda è già alla temperatura richiesta, vi sono delle dispersioni termiche; per evitare che tali dispersioni facciano scendere la temperatura dell'acqua occorre un piccolo apporto di combustione. Per questo motivo ritroviamo un consumo di gas non nullo a potenza erogata nulla.

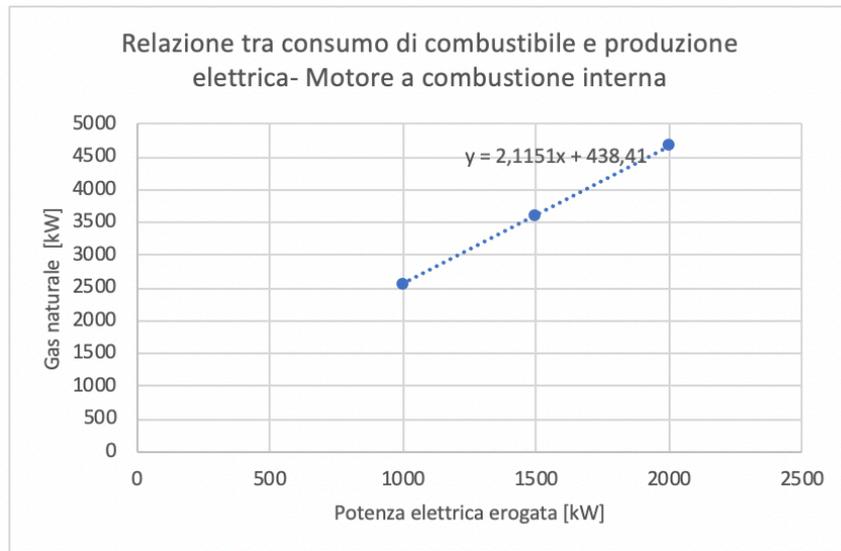


Figura 58: Relazione tra consumo di combustibile e Potenza elettrica prodotta, per MCI.

#### 5.6.4 Efficienza gruppo ORC a carico variabile

Facendo lavorare l'ORC a carico parziale, l'efficienza elettrica del gruppo diminuisce seguendo la linea di tendenza riportata nel grafico.

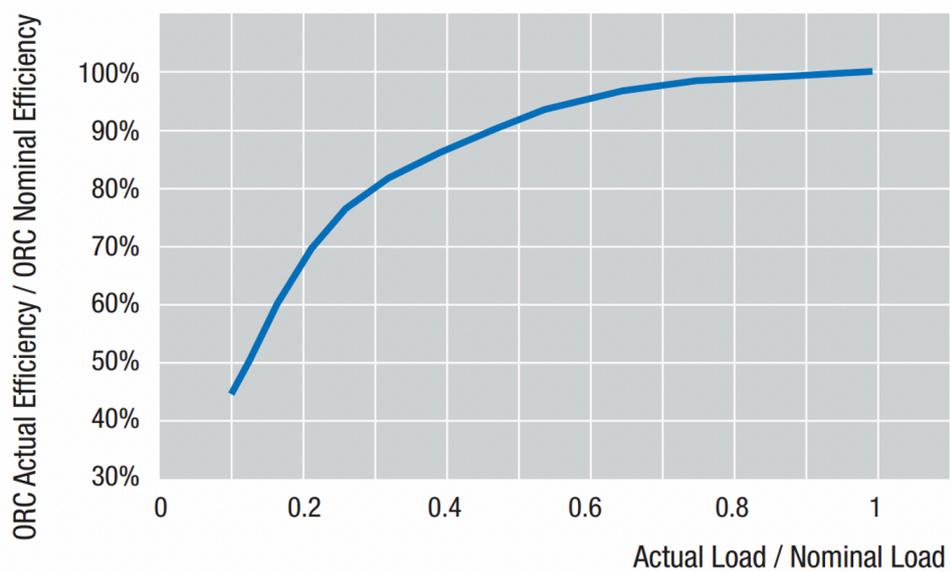


Figura 59: Andamento efficienza ORC in funzione del carico. [18]

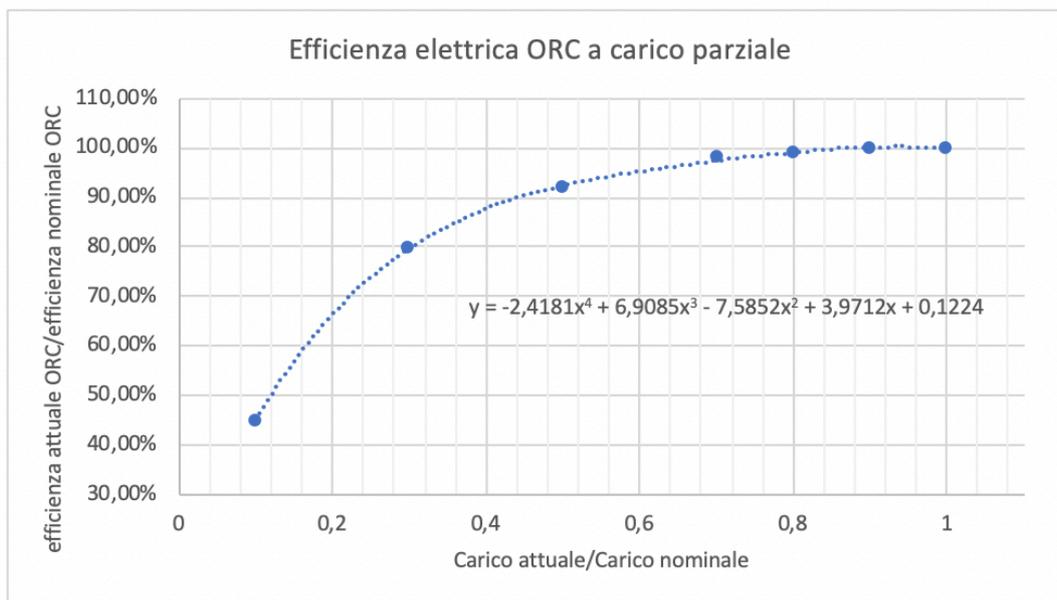


Figura 60: Linea di tendenza per l'andamento dell'efficienza elettrica ORC in funzione del carico

Si sceglie di far modulare l'ORC fino al 75% del carico, in corrispondenza del quale il rendimento elettrico è pari al 98% del rendimento elettrico nominale. All'effetto del carico si deve aggiungere l'effetto della temperatura in uscita dal gruppo. L'andamento del rendimento elettrico in funzione della temperatura in uscita è riportato qui di seguito.

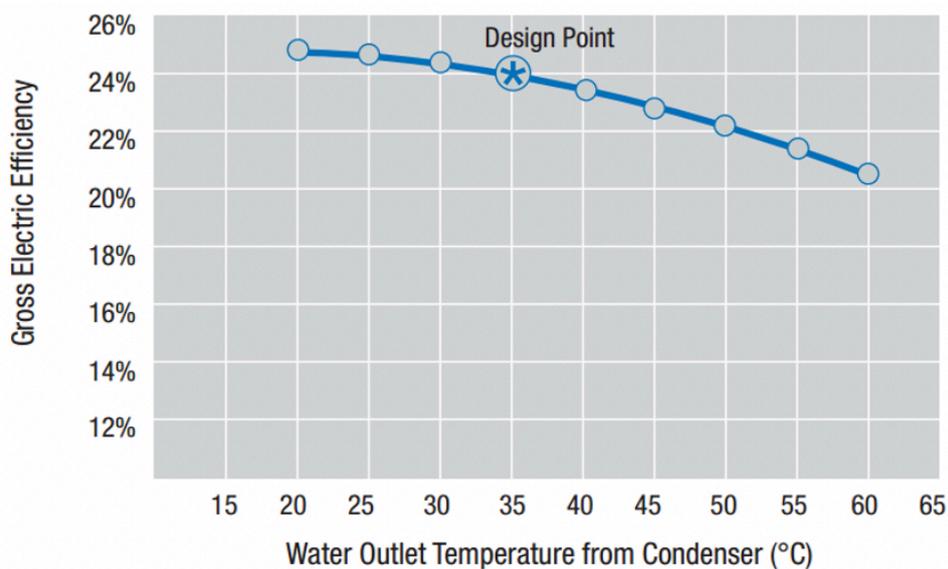


Figura 61: Andamento efficienza elettrica in funzione della temperatura in uscita dal condensatore. [18]

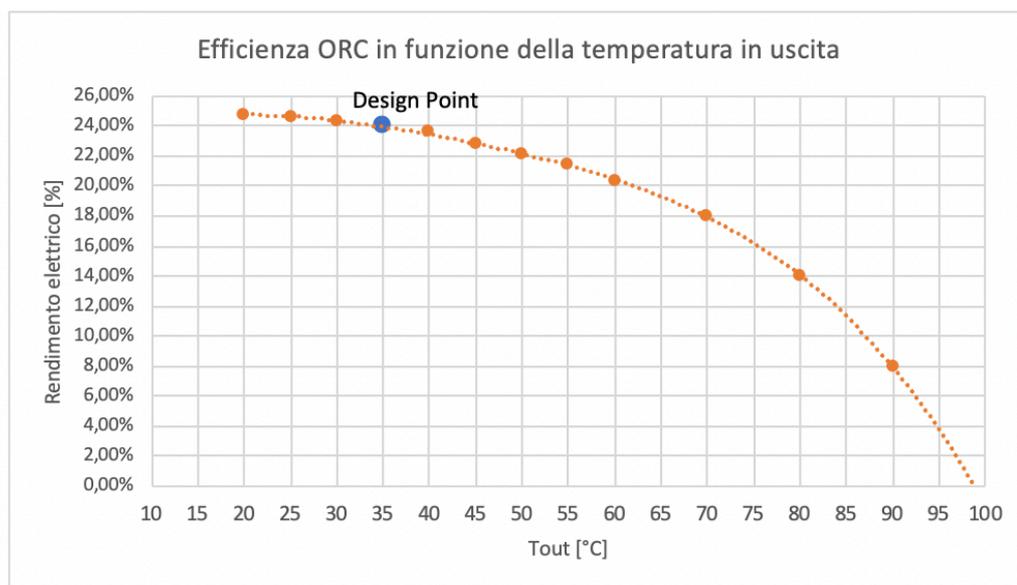


Figura 62: Linea di tendenza, andamento efficienza elettrica in funzione della temperatura in uscita

La rete di teleriscaldamento in questione richiede una temperatura di mandata dell'acqua fino a circa 95 °C, ma non si può far lavorare il gruppo ORC a temperature così elevate visto che il rendimento si ridurrebbe quasi a zero. Si decide di tenere in funzione il gruppo ORC per temperature di mandata fino a 75°C, in corrispondenza della quale il rendimento elettrico è pari a 16%. Combinando dunque i due effetti di carico e temperatura, nel caso in cui il gruppo ORC si trova a lavorare al 75% del carico e con una temperatura d'uscita di 75°C, il rendimento elettrico sarà pari a 15,7%.

## 5.7 Andamenti temperature e portate della rete

### 5.7.1 Premessa

Noti i valori orari di potenza termica richiesti dall'utenza, le temperature di mandata e ritorno e la portata registrata della rete dall'anno 2014 all'anno 2018, sono stati analizzati sul Matlab gli andamenti delle temperature e della portata di rete per ogni anno.

### 5.7.2 Portate registrate e portate calcolate

Per ogni ora, nota la Potenza termica e le temperature di mandata e ritorno, è stata calcolata la portata volumetrica:

$$\dot{V} = \frac{P_{th}}{c_p * \Delta T} * 3,6$$

Successivamente sono state messe a confronto le portate calcolate con i valori di portata registrate. L'andamento atteso dovrebbe essere lineare lungo la bisettrice.

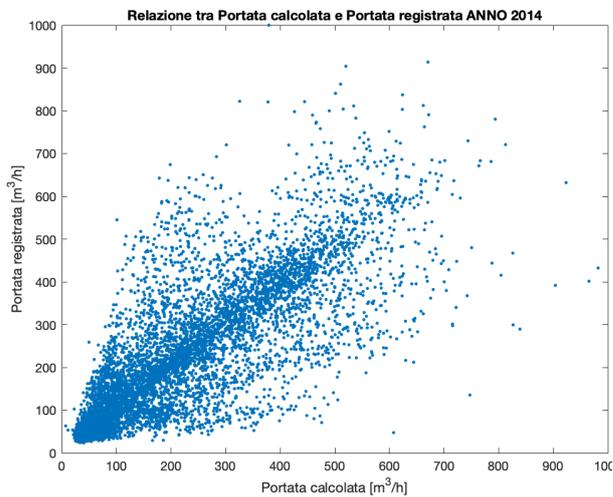


Figura 66: Relazione tra portata calcolata e portata registrata Anno 2014

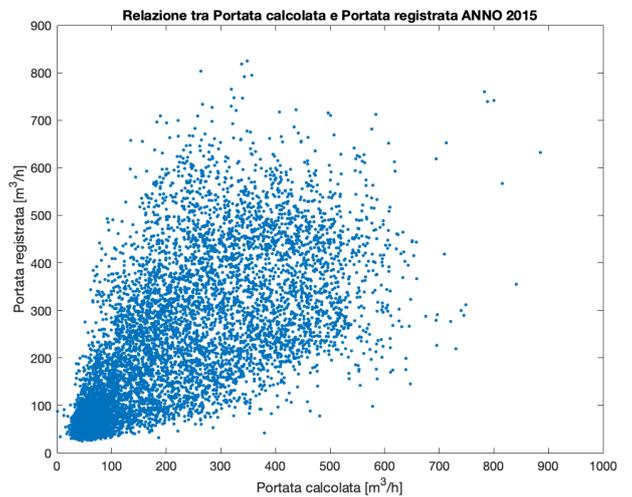


Figura 65: Relazione tra portata calcolata e portata registrata Anno 2015

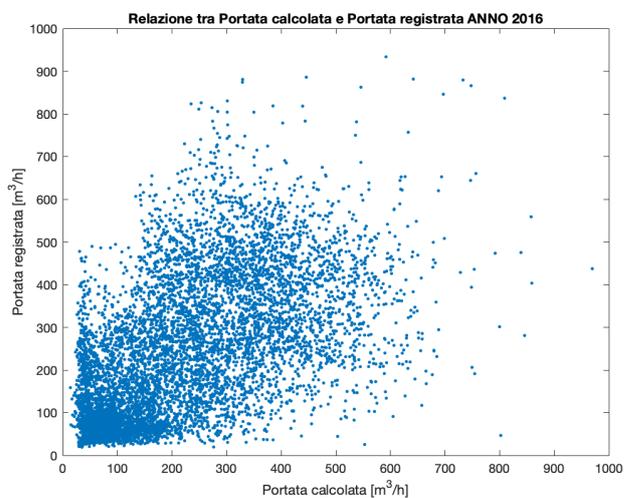


Figura 63: Relazione tra portata calcolata e portata registrata Anno 2016

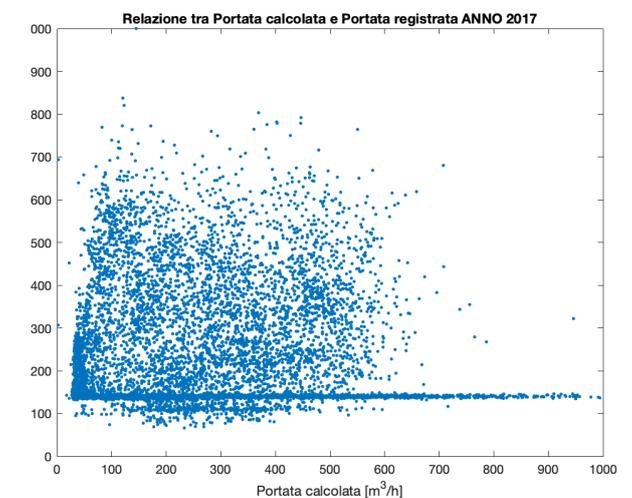


Figura 64: Relazione tra portata calcolata e portata registrata Anno 2017

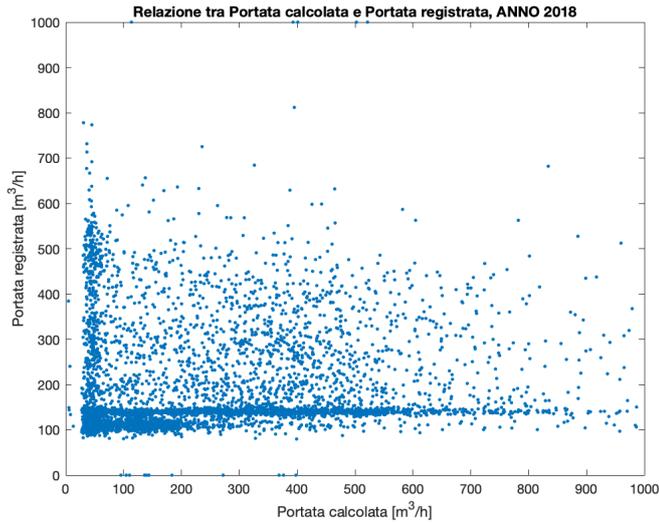


Figura 67: Relazione tra portata calcolata e portata registrata Anno 2018

Dai grafici risultanti, si evince che i valori di portata registrati si discostano parecchio dai valori di portata calcolati soprattutto negli ultimi due anni dove le portate registrate assumono un valore quasi costante molto basso, probabilmente dovuto ad un problema di acquisizione del dato. Essendoci delle anomalie evidenti per i dati acquisiti nel 2017 e nel 2018 si è deciso di escludere questi due anni dall'analisi e di basarsi sui valori di portata calcolati a partire dai valori di Potenza e temperature registrate.

Di seguito si riportano gli andamenti delle portate calcolate in base al carico termico. Esse sono coerenti rispetto al fabbisogno termico da soddisfare.

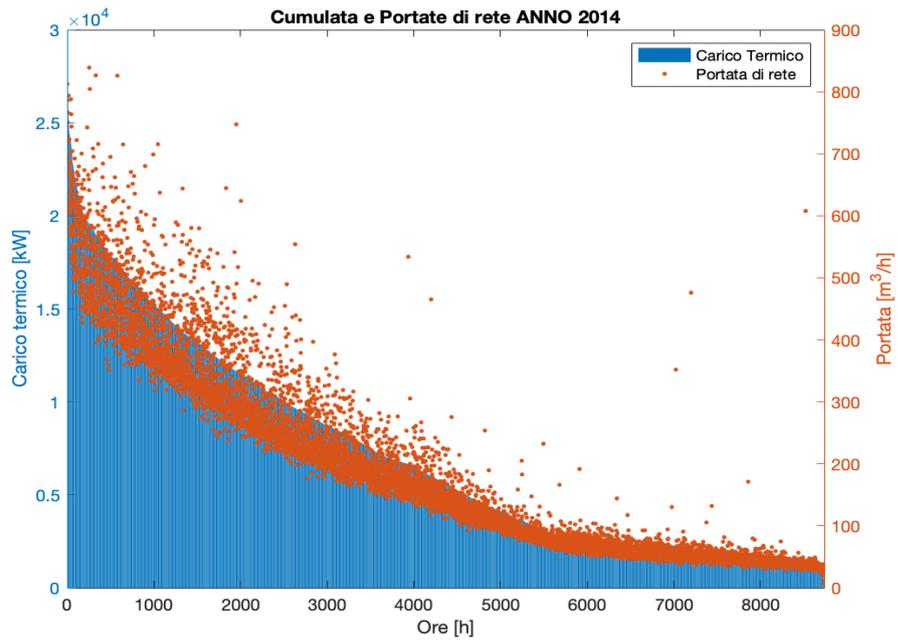


Figura 68: Cumulata e andamento portate di rete Anno 2014

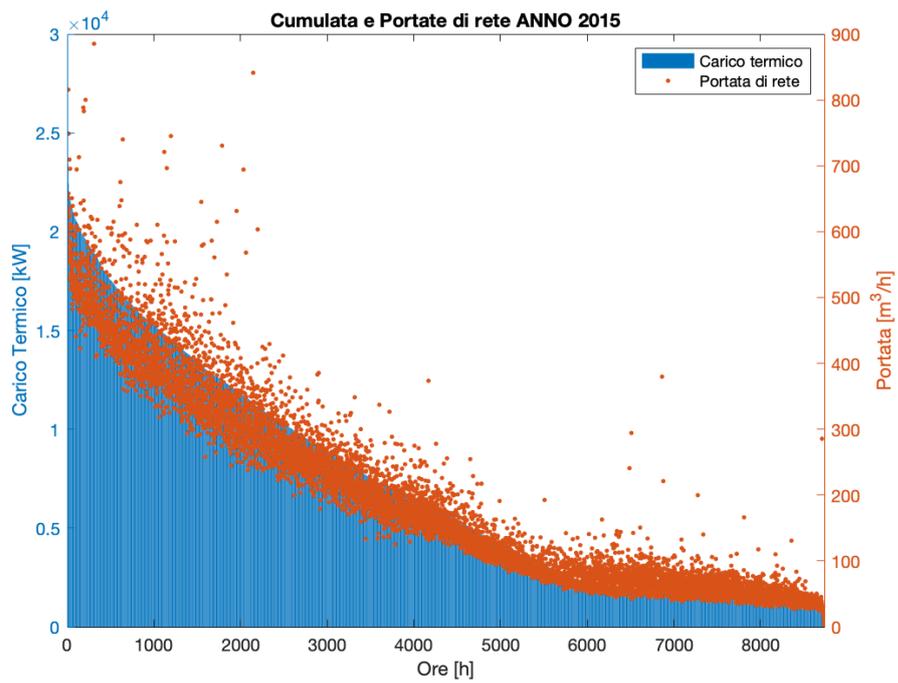


Figura 69: Cumulata e andamento portate di rete Anno 2015

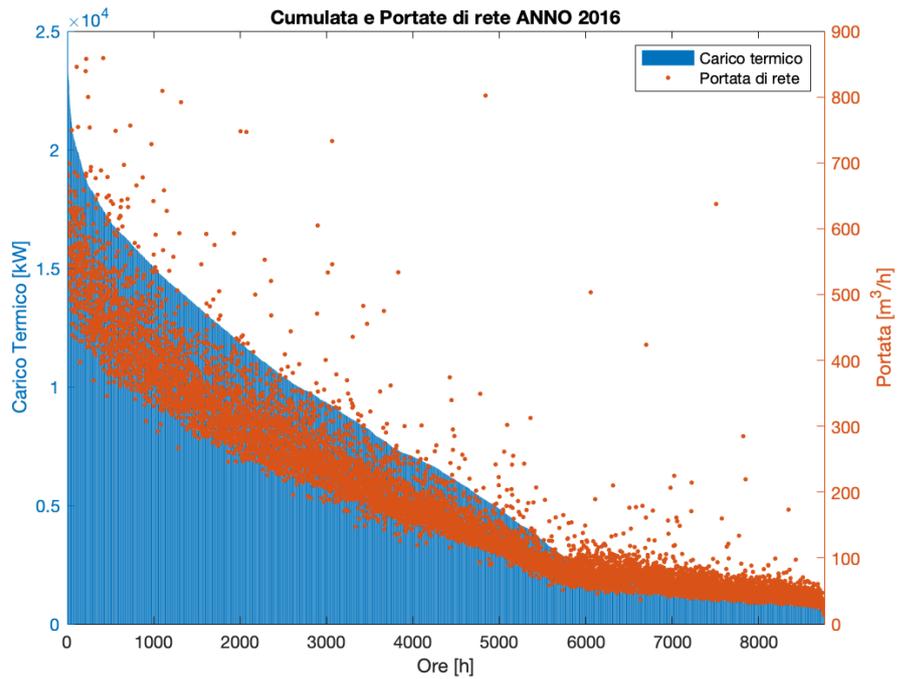


Figura 70: Cumulata e andamento portate di rete Anno 2016

### 5.7.3 temperature di rete

Le temperature di ritorno si aggirano attorno ai 60°C fino a circa 6000 ore, per le restanti ore mediamente tra i 65 e 70 °C. Le temperature di mandata invece sono abbastanza costanti e si può assumere un valor medio di 95°C.

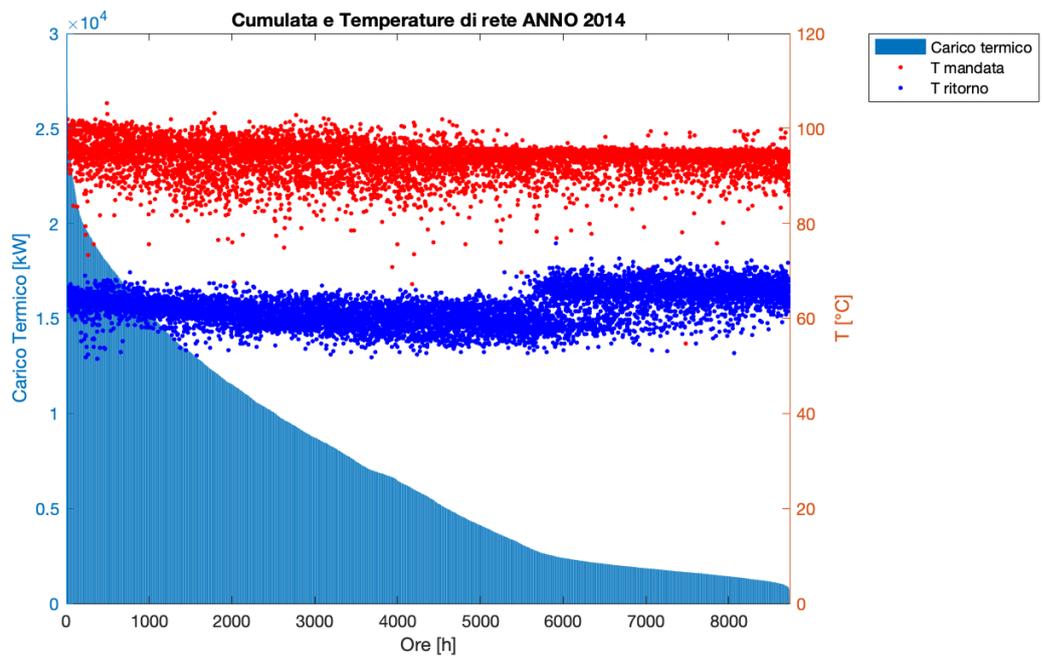


Figura 71: Cumulata e temperature di rete Anno 2014

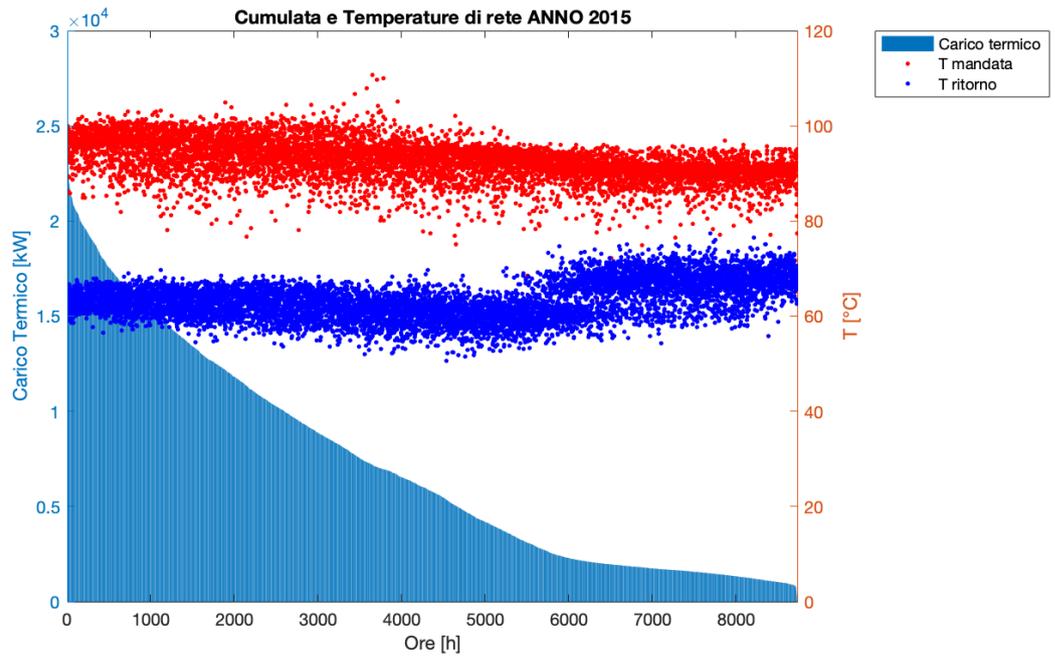


Figura 72: Cumulata e temperature di rete Anno 2015

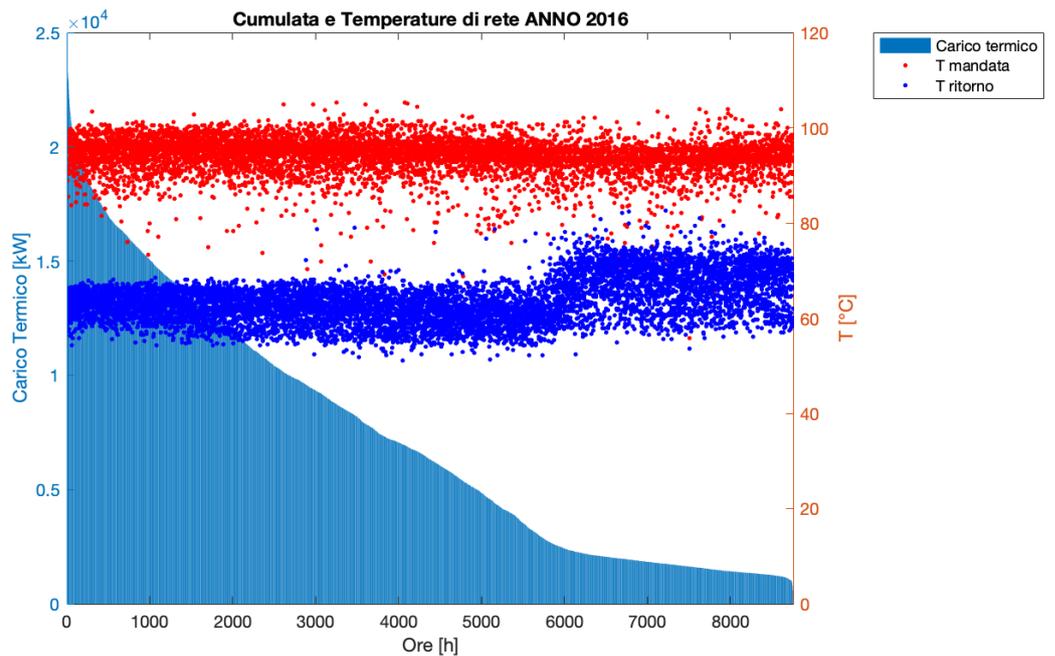


Figura 73: Cumulata e temperature di rete Anno 2016

## 5.8 Configurazioni analizzate

### 5.8.1 Modello di calcolo su Matlab

Il codice di calcolo che è stato implementato legge da un file excel i dati delle Potenze termiche richieste e delle temperature di esercizio reali della

rete (dati orari). Sulla base di queste, rispettando vari vincoli, ricorrendo all'elaborazione di varie funzioni sono calcolati tutti i parametri che caratterizzano i vari gruppi di generazione termica/elettrica oggetto di studio. In primo luogo, sono calcolate le portate di rete, successivamente scelto l'ordine di accensione dei vari gruppi che costituiscono le configurazioni da analizzare, per ogni gruppo si calcolano:

- la percentuale di carico di ogni gruppo
- la potenza termica erogata
- l'eventuale potenza elettrica erogata
- il consumo di combustibile
- le temperature di ingresso e uscita
- la portata
- il rendimento (se variabile in base al carico o alla temperatura).

A titolo di esempio si riporta la struttura di una parte di codice.

```
% Caldaia biomassa
[TT.Carico_CBI0,TT.Pth_CBI0,TT.Pcip_CBI0,TT.Tin_CBI0,TT.Tout_CBI0,TT.portata_CBI0]=...
    ff(TT.ETCentrale,CBI0.Pth_net,CBI0.Pcip,cp,TT.T_r,TT.T_m,CBI0.rate);
TT.eta_CBI0(:,1)=CBI0.eta;

% MCI
TT.diff_MCI=round(TT.ETCentrale-TT.Pth_CBI0,2);
[TT.Carico_MCI,TT.PeL_MCI,TT.Pth_MCI,TT.Pgas_MCI,TT.eta_MCI,TT.lambda_MCI,TT.Tin_MCI,TT.Tout_MCI,TT.portata_MCI]=...
    ff1(TT.diff_MCI,MCI.Pth_net,mm(1),mm(2),nn(1),nn(2),cp,TT.T_r,TT.T_m,MCI.rate);
TT.EEprodotta(:,1)=TT.PeL_MCI(:,1);

% % Integrazione e riserva
TT.diff_CIR=round(TT.ETCentrale-TT.Pth_MCI-TT.Pth_CBI0,2);
[TT.Carico_CIR,TT.Pth_CIR,TT.Pgas_CIR,TT.Tin_CIR,TT.Tout_CIR,TT.portata_CIR]=...
    ff(TT.diff_CIR,CIR.Pth_net,CIR.Pgas,cp,TT.T_r,TT.T_m,CIR.rate);
TT.eta_CIR(:,1)=CIR.eta;
```

Figura 74: Parte di codice implementato su Matlab.

La funzione “ff” utilizzata per le caldaie ha la seguente struttura.

```
function [TT_carico,TT_Pth,TT_Pin,TT_Tin,TT_Tout,TT_portata]=ff(TT_bol,Pth_net,Pin_net,cp,TT_in,TT_out,rate)
    TT_nom(:,1)=logical(floor(TT_bol(:,1)./Pth_net));
    TT_rate(:,1)=~TT_nom(:,1).*(TT_bol(:,1)./Pth_net);
    TT_carico(:,1)= TT_nom(:,1)+ TT_rate(:,1);
    TT_min(:,1)=logical(floor(TT_bol(:,1)./Pth_net./rate));
    TT_carico(:,1)= TT_carico(:,1).* TT_min(:,1);

    TT_Pth(:,1)=TT_carico(:,1).*Pth_net;
    TT_Pin(:,1)=TT_carico(:,1).*Pin_net;
    TT_Tin(:,1)=TT_in(:,1);
    TT_Tout(:,1)=TT_out(:,1);
    TT_portata(:,1)=(TT_Pth(:,1)./(TT_Tout(:,1)-TT_Tin(:,1)))/cp*3600;
end
```

Figura 75: Esempio di una funzione implementata nel codice.

Nelle varie configurazioni analizzate qui di seguito verrà descritto il procedimento seguito nell'analisi.

### 5.8.2 Caldaia a biomassa, motore a combustione interna e caldaie a gas

La prima configurazione consiste nell'inserimento di una caldaia a biomassa che utilizza come combustibile cippato. Sulla base dei dati orari di Potenza termica, temperature e portate di rete, su Matlab è stato ripartito il carico termico dando priorità alla caldaia a biomassa, successivamente il motore cogenerativo a combustione interna e le caldaie a gas di integrazione e riserva.

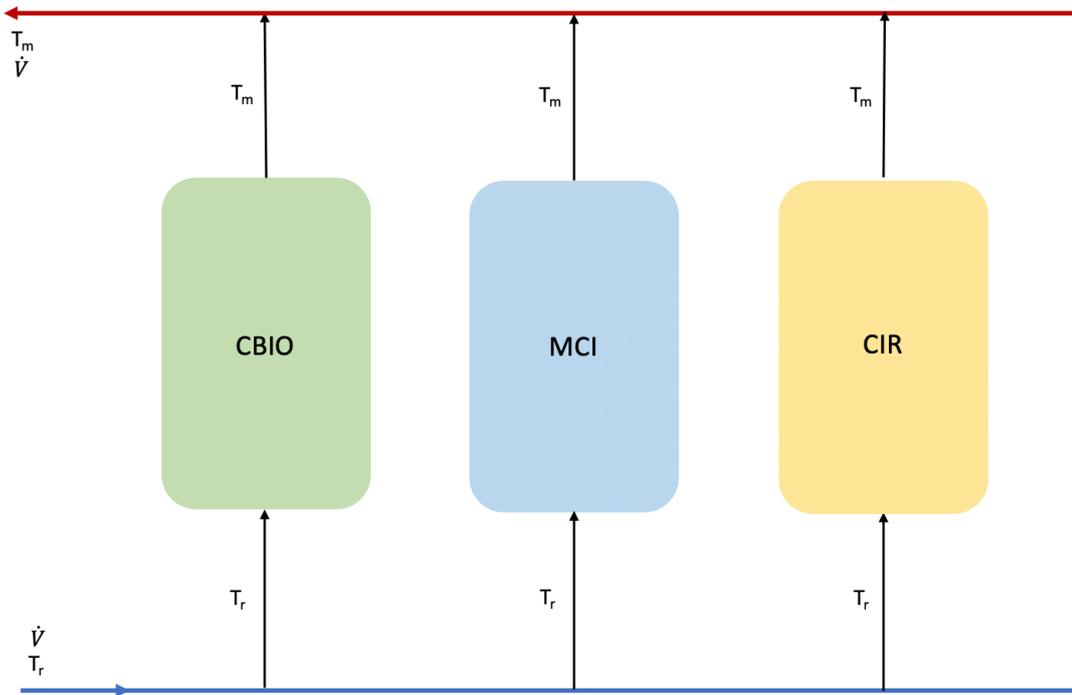


Figura 76: Configurazione 1, Caldaia a biomassa + Motore a combustione interna + Caldaie integrazione e riserva

Tabella 14: Dati nominali gruppi Configurazione 1

DATI NOMINALI					
	$P_{th}$ [MW]	$P_{el}$ [MW]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	Fattore di carico
<b>CBIO</b>	8	-	85%	-	0,75
<b>MCI</b>	5,6	5,1		45%	0,5
<b>CIR</b>	32	-	90%	-	

La caldaia a biomassa va a ricoprire il 53% del carico termico, modulando fino al 75% del suo carico; il resto è coperto per il 28% dal motore a combustione interna che modula fino al 50% e per il 19% dalle caldaie a gas di integrazione e riserva.

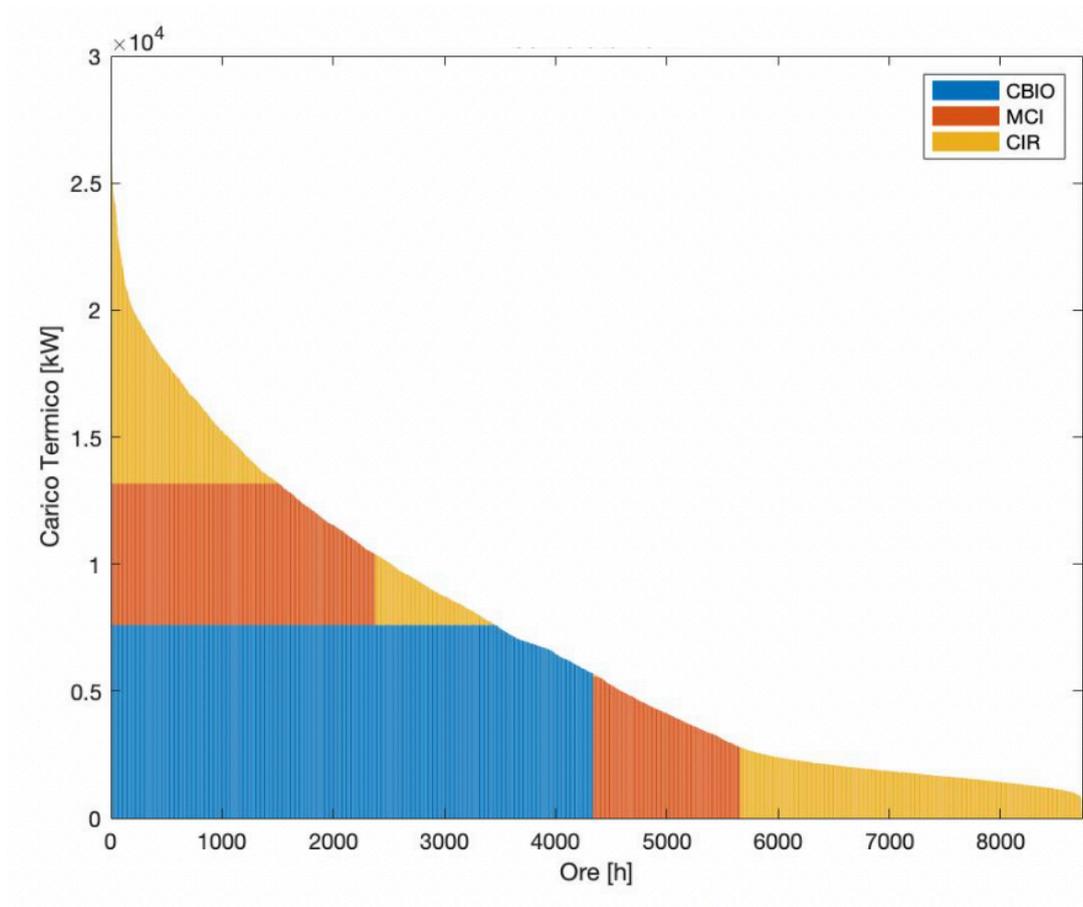


Figura 77: Ripartizione del carico, Configurazione 1

Sono riassunti in tabella i valori medi dei tre anni presi in considerazione di Energia termica ed elettrica prodotte, consumo di cippato e di gas naturale, rendimenti dei vari gruppi e rapporto di cogenerazione.

Tabella 15: Dati Output Configurazione 1

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET	EE	CIP	CIP	GN	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
	[GWh_t/a]	[GWh_e/a]	[GWh_c/a]	[ton/a]	[GWh_c/a]			
<b>CBIO</b>	33,07	-	40,95	13.168		81%	-	-
<b>MCI</b>	17,52	15,51			34,41		45%	1,13
<b>CIR</b>	12,16	-			14,23	85%	-	
	62,76	15,51	40,95	13.168	48,64			

## PRODUZIONE TERMICA

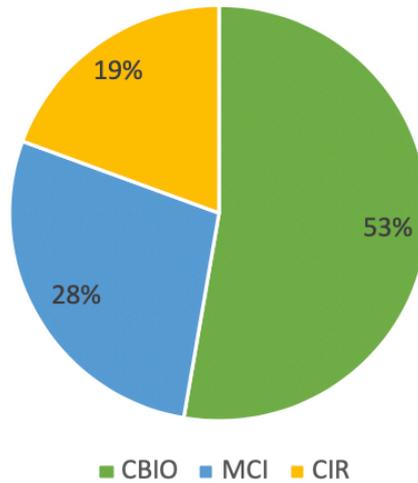


Figura 78: Ripartizione produzione termica, Configurazione 1

La potenza elettrica installata è pari all'11% della potenza termica totale installata e l'energia elettrica è pari al 24,7% dell'energia termica erogata all'utenza. I vincoli per la defiscalizzazione del gas naturale sono dunque rispettati.

### 5.8.3 ORC e caldaie a gas

È stato analizzato il caso con l'inserimento di un gruppo cogenerativo ORC alimentato da caldaia a biomassa. La portata massima che può elaborare il gruppo ORC è stata stimata essere 300 m<sup>3</sup>/h. Per portate maggiori, 300 m<sup>3</sup>/h passano dall'ORC ed eventualmente dalle caldaie a gas disposte in serie per raggiungere la temperatura di mandata richiesta qualora l'ORC non sia in grado di soddisfare il salto termico richiesto e la restante parte va direttamente alle caldaie e gas disposte in parallelo. Inoltre, per le questioni legate al rendimento dell'ORC in funzione della temperatura in uscita discusse in precedenza, è stata calcolata per ogni dato orario la temperatura in uscita dall'ORC ed è stato inserito il vincolo della temperatura massima in uscita pari a 75°C; la restante quota di salto termico è soddisfatta dalle caldaie a gas. La simulazione è stata fatta con e senza vincolo sulla temperatura e sono stati confrontati i risultati (rispettivamente denominati 'caso 2a' e 'caso 2b').

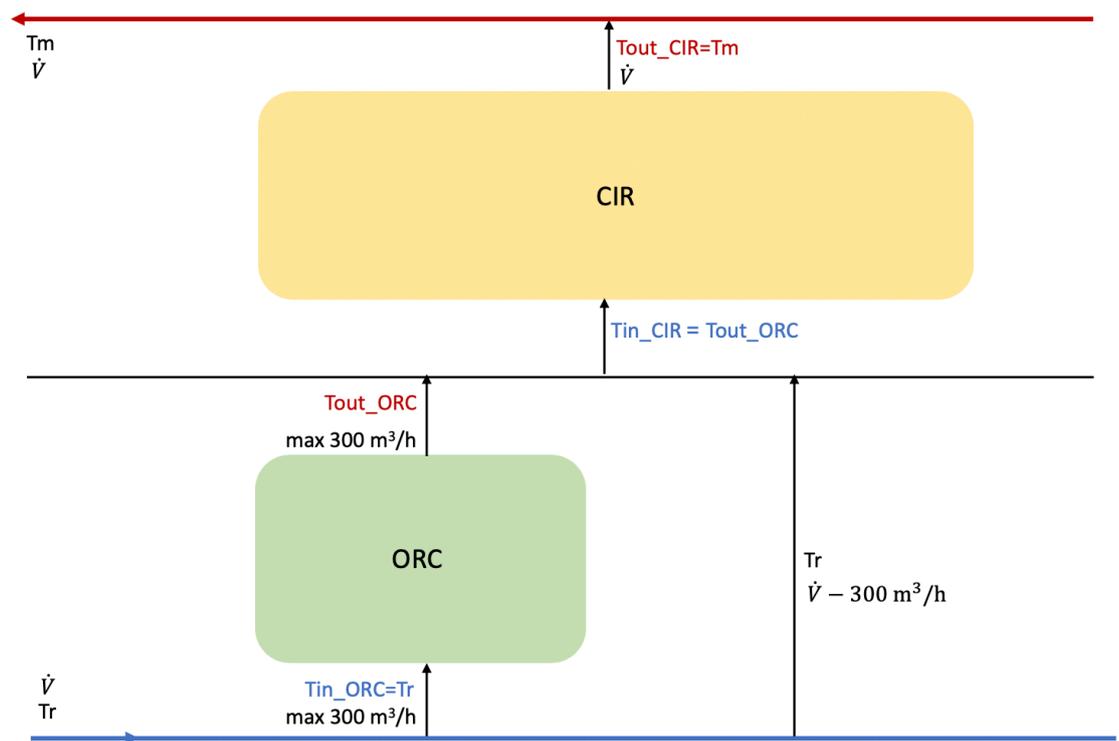


Figura 79: Configurazione 2, ORC + Caldaie integrazione e riserva

Tabella 16: Dati nominali gruppi Configurazione 2

DATI NOMINALI					
	P <sub>th</sub> [MW]	P <sub>el</sub> [MW]	η <sub>th</sub>	η <sub>el</sub>	Fattore di carico
<b>ORC</b>	4,13	1,1	-	20%	0,75
<b>CIR</b>	32	-	90%	-	
	36,13	1,1			

Nel caso senza vincolo sulla temperatura in uscita, l'ORC lavora continuamente per circa 5700 ore, mentre nel caso con temperatura massima di uscita impostata a 75°C lavora per circa 3800 ore.

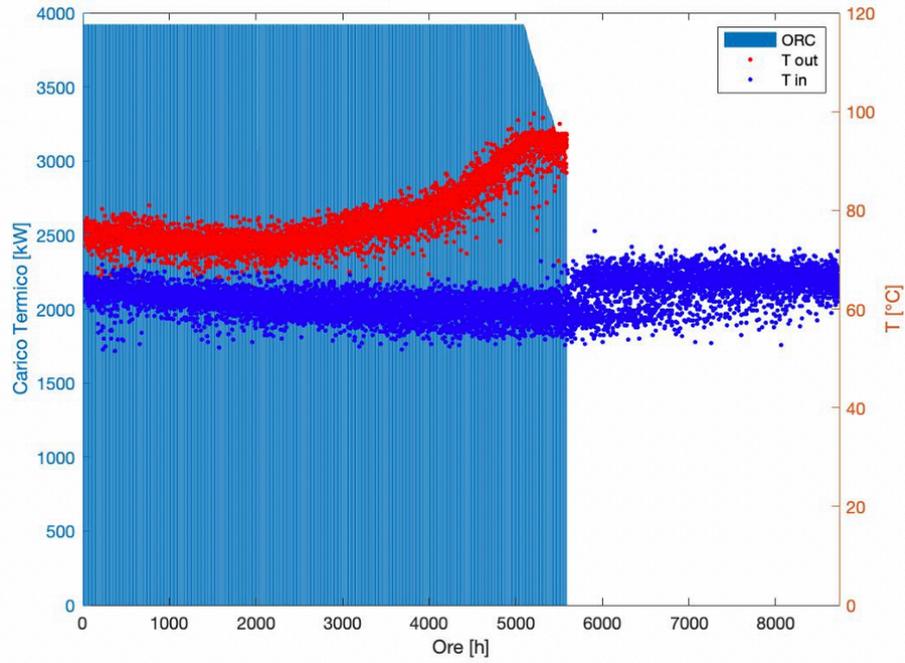


Figura 80: Andamento temperature ingresso e uscita dall'ORC, caso 2a

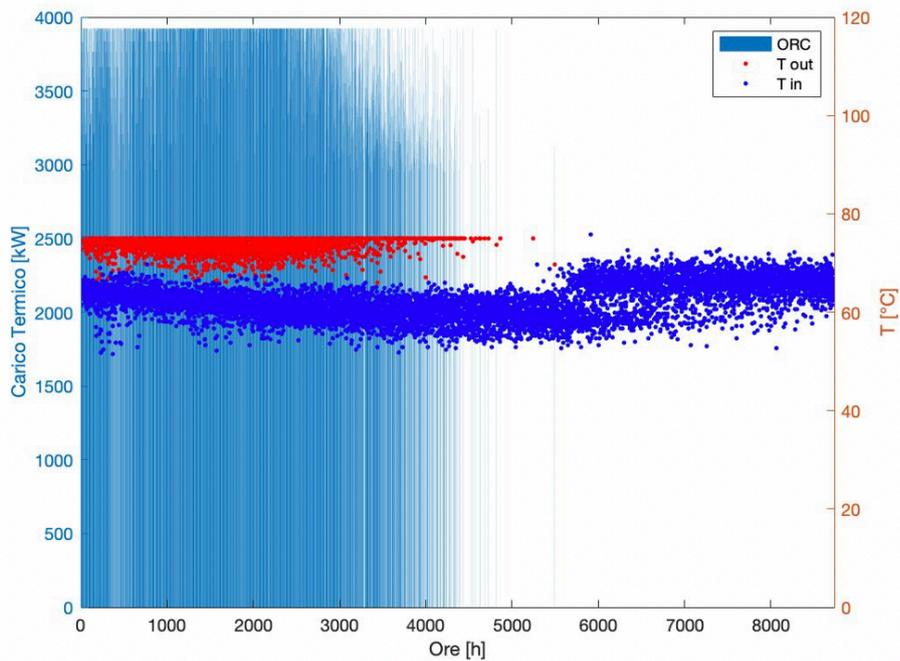


Figura 81: Andamento temperature ingresso e uscita dall'ORC, caso 2b

Nel caso 2a l'ORC produce più energia a discapito però del rendimento elettrico molto penalizzato quando la temperatura in uscita è molto elevata. Nel caso 2b con temperatura massima in uscita impostata a 75°C invece, il rendimento elettrico del gruppo ORC non scende sotto al 16% circa.

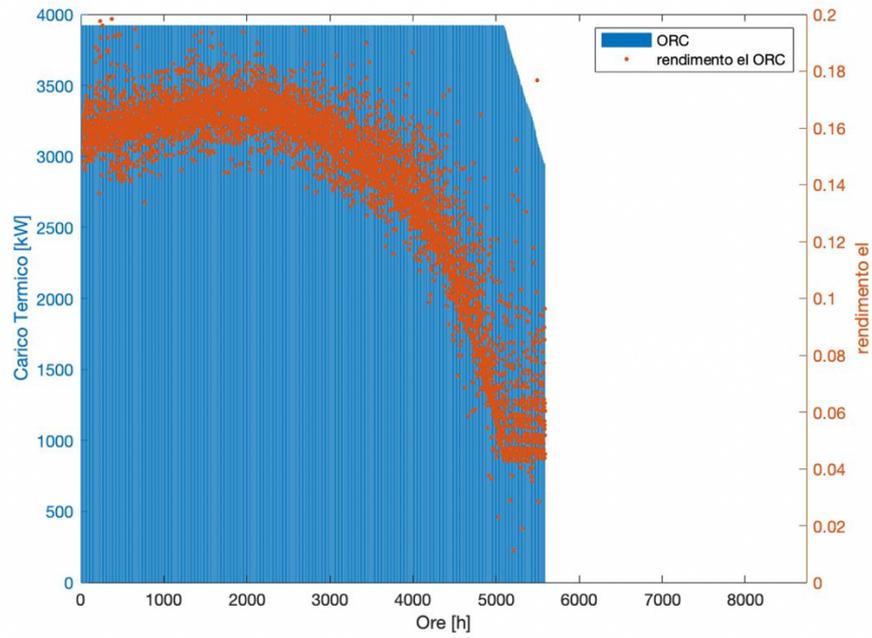


Figura 82: Andamento rendimento elettrico ORC, caso 2a

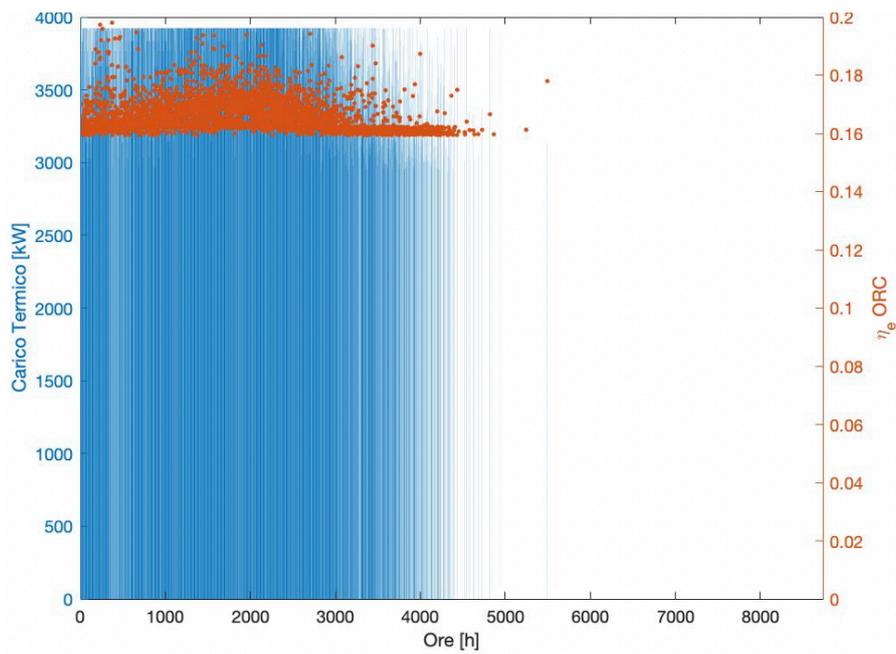


Figura 83: Andamento rendimento elettrico ORC, caso 2b

Sono riassunti in tabella i valori medi dei tre anni presi in considerazione di Energia termica ed elettrica prodotte, il consumo di cippato e di gas naturale, i rendimenti dei vari gruppi e il rapporto di cogenerazione per i due casi analizzati.

Tabella 17: Dati Output Configurazione 2a

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET [GWh_t/a]	EE [GWh_e/a]	CIP [GWh_c/a]	CIP [ton/a]	GN [GWh_c/a]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
<b>ORC</b>	21,87	5,82	53,37	17.161	-	-	12%	3,75
<b>CIR</b>	40,89	-	-	-	47,82	85%	-	-
	62,76	5,82	53,37	17.161	47,82			

Tabella 18: Dati Output Configurazione 2b

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET [GWh_t/a]	EE [GWh_e/a]	CIP [GWh_c/a]	CIP [ton/a]	GN [GWh_c/a]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
<b>ORC</b>	13,8	3,68	26,07	8.382	-	-	16%	3,75
<b>CIR</b>	48,95	-	-	-	57,25	85%	-	-
	62,76	3,68	26,07	8.382	57,25			

PRODUZIONE TERMICA

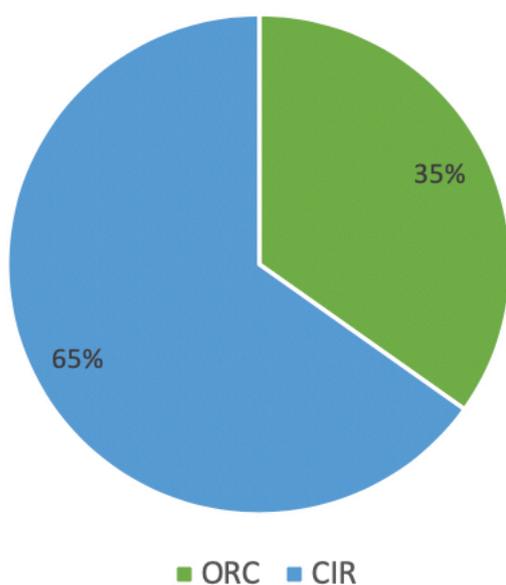


Figura 85: Ripartizione produzione termica, caso 2a

PRODUZIONE TERMICA

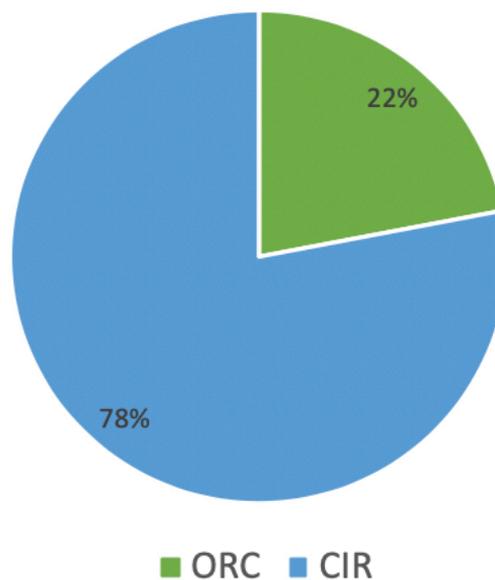


Figura 84: Ripartizione produzione termica, caso 2b

I due casi analizzati non rispettano i vincoli per la defiscalizzazione del gas naturale poiché la Potenza elettrica e l'Energia elettrica installate sono inferiori al 10% della Potenza termica installata e dell'Energia termica erogata all'utenza. Si inserisce dunque un gruppo motore a combustione interna per compensare questa mancanza. Sono state analizzate le seguenti configurazioni:

- ORC, motore a combustione interna in serie all'ORC e caldaie a gas con e senza vincolo sulla temperatura massima in uscita dall'ORC pari a 75°C.
- ORC, motore a combustione interna in parallelo all'ORC e caldaie a gas con e senza vincolo sulla temperatura massima in uscita dall'ORC pari a 75°C.

A valle di ciò sono stati confrontati i risultati per scegliere quale opzione sia più efficiente tra la configurazione con motore a combustione interna in serie e quella con motore a combustione interna in parallelo all'ORC.

#### 5.8.4 ORC, motore a combustione interna in serie e caldaie a gas

Lo schema proposto prevede come priorità la messa in funzione del gruppo ORC, rispettando il vincolo di portata massima che può elaborare l'ORC pari a 300 m<sup>3</sup>/h. Per portate inferiori a 300 m<sup>3</sup>/h, si attiva prima il gruppo ORC, poi entra in funzione il gruppo motore a combustione interna disposto in serie e all'uscita dal motore a combustione interna se la temperatura di mandata richiesta è stata raggiunta allora la portata va direttamente alla rete di teleriscaldamento, altrimenti occorre integrare con le caldaie a gas la quota restata da soddisfare. Per portate maggiori di 300 m<sup>3</sup>/h, fino a 300 m<sup>3</sup>/h la portata viene elaborata dal ramo in serie e il resto va al ramo delle caldaie a gas in parallelo.

Nell'ulteriore ipotesi che venga rispettato il vincolo della temperatura massima in uscita dall'ORC pari a 75°C (caso 3b), il gruppo ORC non entra in funzione.

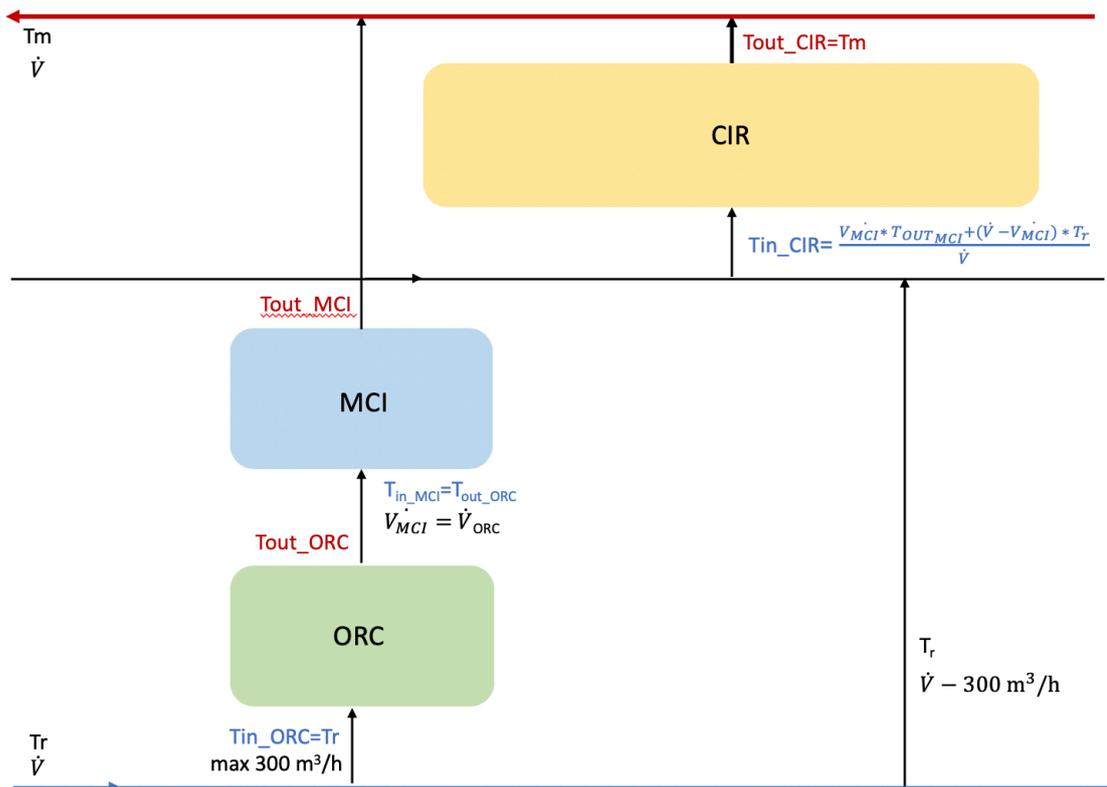


Figura 86: Configurazione 3, ORC + MCI in serie + Caldaie integrazione e riserva

Tabella 19: Dati nominali, Configurazione 3

DATI NOMINALI					
	Pth [MW]	Pel [MW]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	Fattore di carico
<b>ORC</b>	4,13	1,1	-	20%	0,75
<b>MCI</b>	5,6	5,1	-	45%	0,5
<b>CIR</b>	32	-	90%	-	
	41,73	6,2			

Per il gruppo ORC valgono gli andamenti delle temperature e dei rendimenti presentati nel paragrafo 5.8.2. Qui di seguito si riportano le cumulate con il carico ripartito tra i vari gruppi nel caso con (caso 3b) e senza vincolo (caso 3a) della temperatura massima in uscita dall'ORC e vengono confrontate le energie ottenute in entrambi i casi.

Nel caso con vincolo sulla temperatura aumenta la quota di carico coperto dal motore a combustione interna.

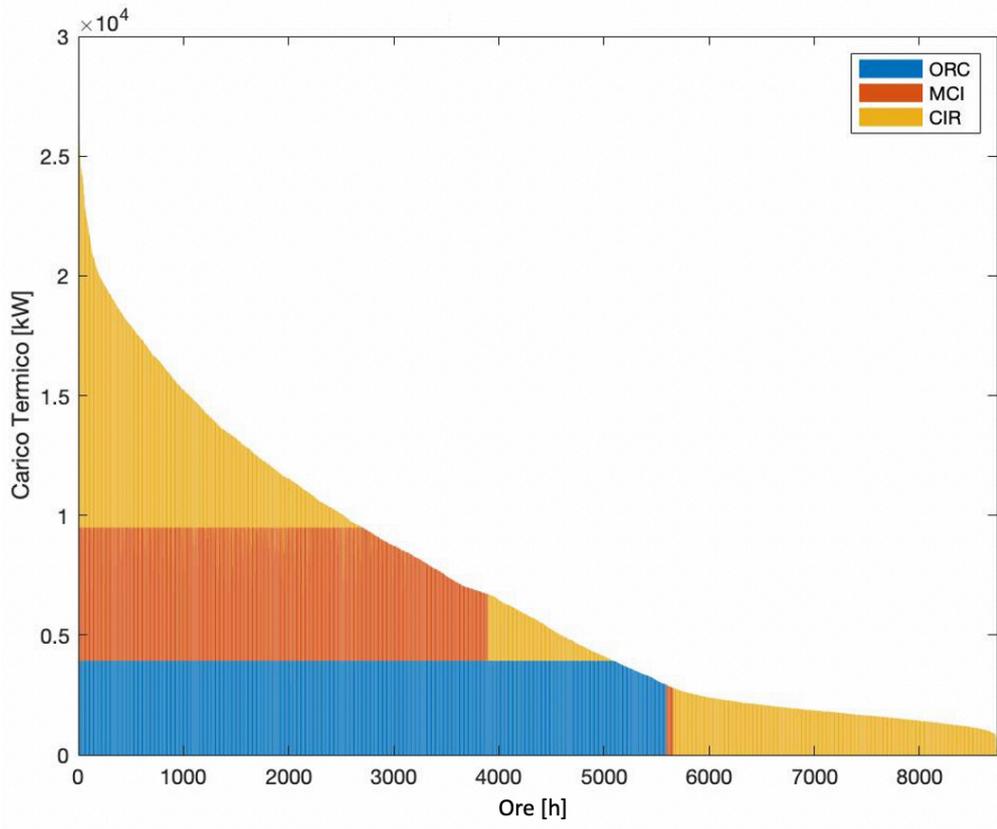


Figura 87: Ripartizione carico, caso 3a

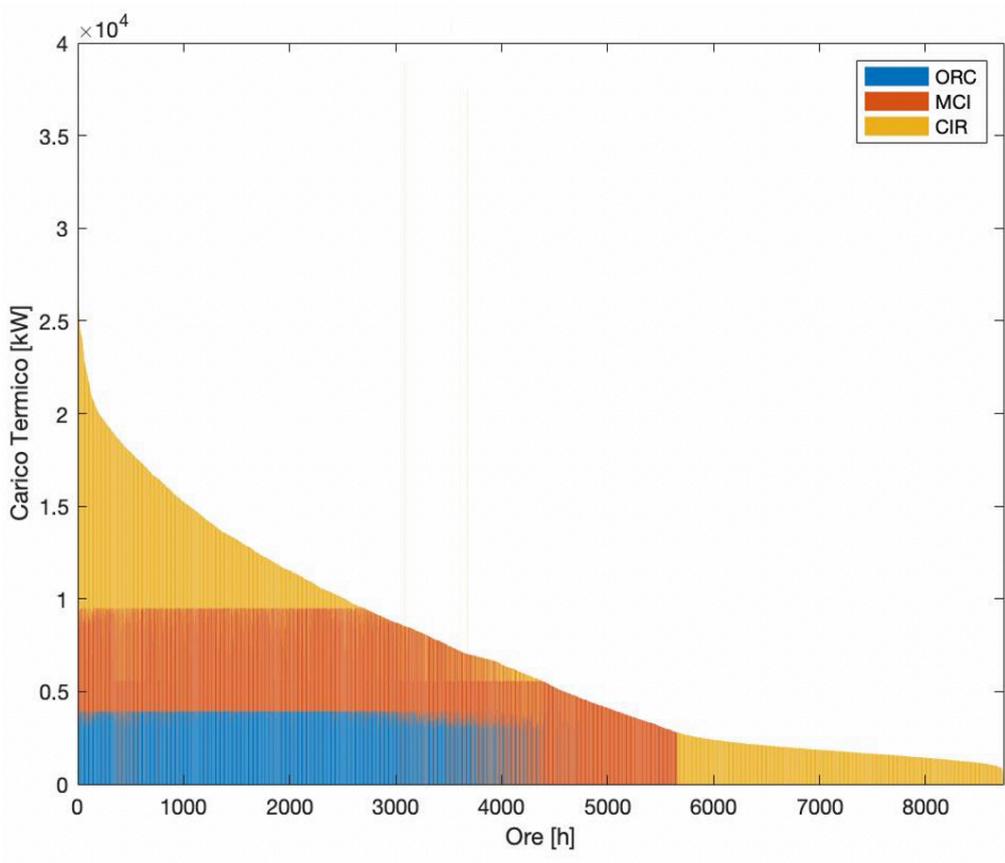


Figura 88: Ripartizione carico, caso 3b

Tabella 20: Dati Output caso 3a

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET [GWh_t/a]	EE [GWh_e/a]	CIP [GWh_c/a]	CIP [ton/a]	GN [GWh_c/a]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
<b>ORC</b>	21,87	5,82	53,37	17.161	-	-	12%	3,75
<b>MCI</b>	20,36	18,06	-	-	39,99	-	45%	1,13
<b>CIR</b>	20,53	-	-	-	24,02	85%	-	-
	62,76	23,88	53,37	17.161	64,01			

Tabella 21: Dati Output caso 3b

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET [GWh_t/a]	EE [GWh_e/a]	CIP [GWh_c/a]	CIP [ton/a]	GN [GWh_c/a]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
<b>ORC</b>	13,8	3,68	26,07	8.382	-	-	16%	3,75
<b>MCI</b>	28,18	25,01	-	-	55,36	-	45%	1,13
<b>CIR</b>	20,82	-	-	-	24,36	85%	-	-
	62,81	28,69	26,07	8.382	79,72			

PRODUZIONE TERMICA

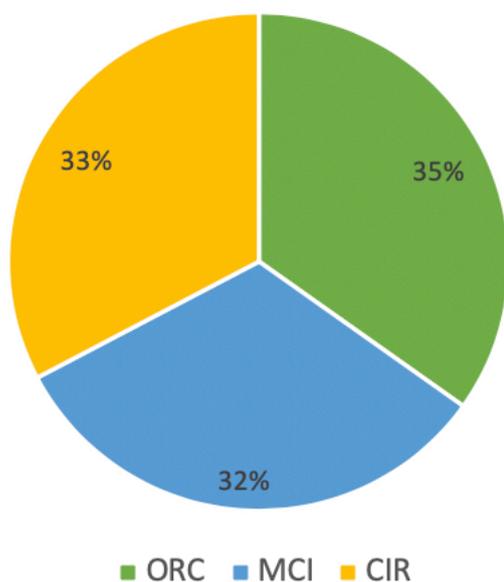


Figura 89: Ripartizione produzione termica, caso 3a

PRODUZIONE TERMICA

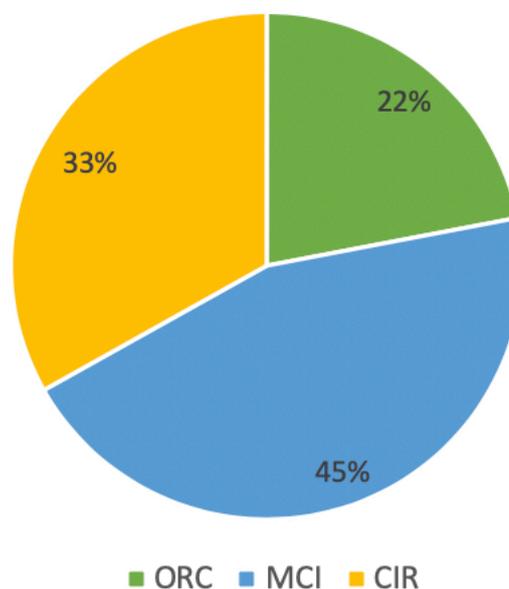


Figura 90: Ripartizione produzione termica, caso 3b

In entrambi i casi sono soddisfatti i vincoli per la defiscalizzazione del gas: nel primo caso la Potenza elettrica installata è pari al 14,8% della Potenza termica installata e l'Energia elettrica prodotta è pari al 38% dell'energia termica erogata all'utenza; nel secondo caso la Potenza elettrica installata è pari al 14,8% della

Potenza termica installata e l'Energia elettrica prodotta è pari al 45% dell'energia termica erogata all'utenza.

### 5.8.5 ORC, motore a combustione interna in parallelo e caldaie a gas

Lo schema proposto prevede come priorità la messa in funzione del gruppo ORC, rispettando il vincolo di portata massima che può elaborare l'ORC pari a 300 m<sup>3</sup>/h. Per portate inferiori a 300 m<sup>3</sup>/h, si attiva prima il gruppo ORC, poi entrano in funzione le caldaie a gas disposte in serie all'ORC per ottenere la temperatura di mandata richiesta dalla rete. Per portate maggiori di 300 m<sup>3</sup>/h, fino a 300 m<sup>3</sup>/h la portata viene elaborata dal ramo in serie e il resto va al ramo del motore a combustione interna in parallelo.

Nell'ulteriore ipotesi che venga rispettato il vincolo della temperatura massima in uscita dall'ORC pari a 75°C, il gruppo ORC non entra in funzione e la portata viene elaborata prima dal motore a combustione interna e poi dalle caldaie a gas se necessario.

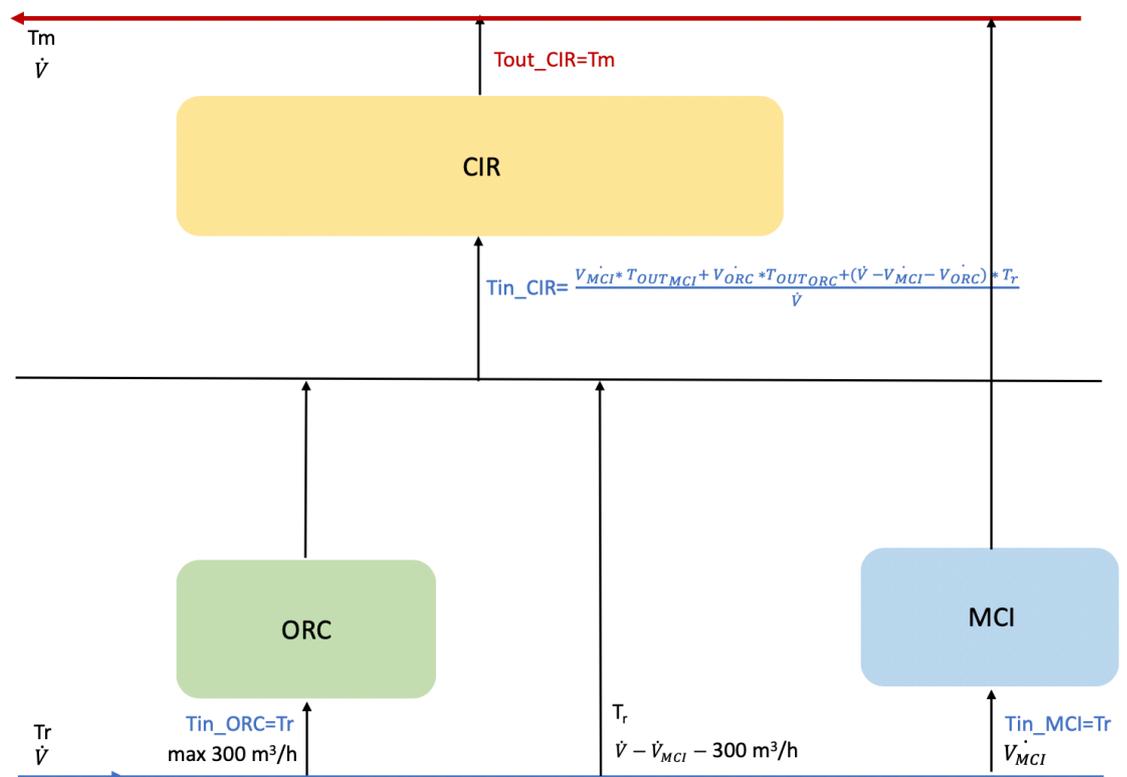


Figura 91: Configurazione 4, ORC + MCI in parallelo + Caldaie integrazione e riserva

Tabella 22: Dati nominali, Configurazione 4

DATI NOMINALI					
	Pth [MW]	Pel [MW]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	Fattore di carico
<b>ORC</b>	4,13	1,1	-	20%	0,75
<b>MCI</b>	5,6	5,1	-	45%	0,5
<b>CIR</b>	32	-	90%	-	
	41,73	6,2			

Per il gruppo ORC valgono gli andamenti delle temperature e dei rendimenti presentati nel paragrafo 5.8.2. Qui di seguito si riportano le cumulate con il carico ripartito tra i vari gruppi nel caso con (caso 4b) e senza vincolo (caso 4a) sulla temperatura e sono messe a confronto le energie ottenute in entrambi i casi.

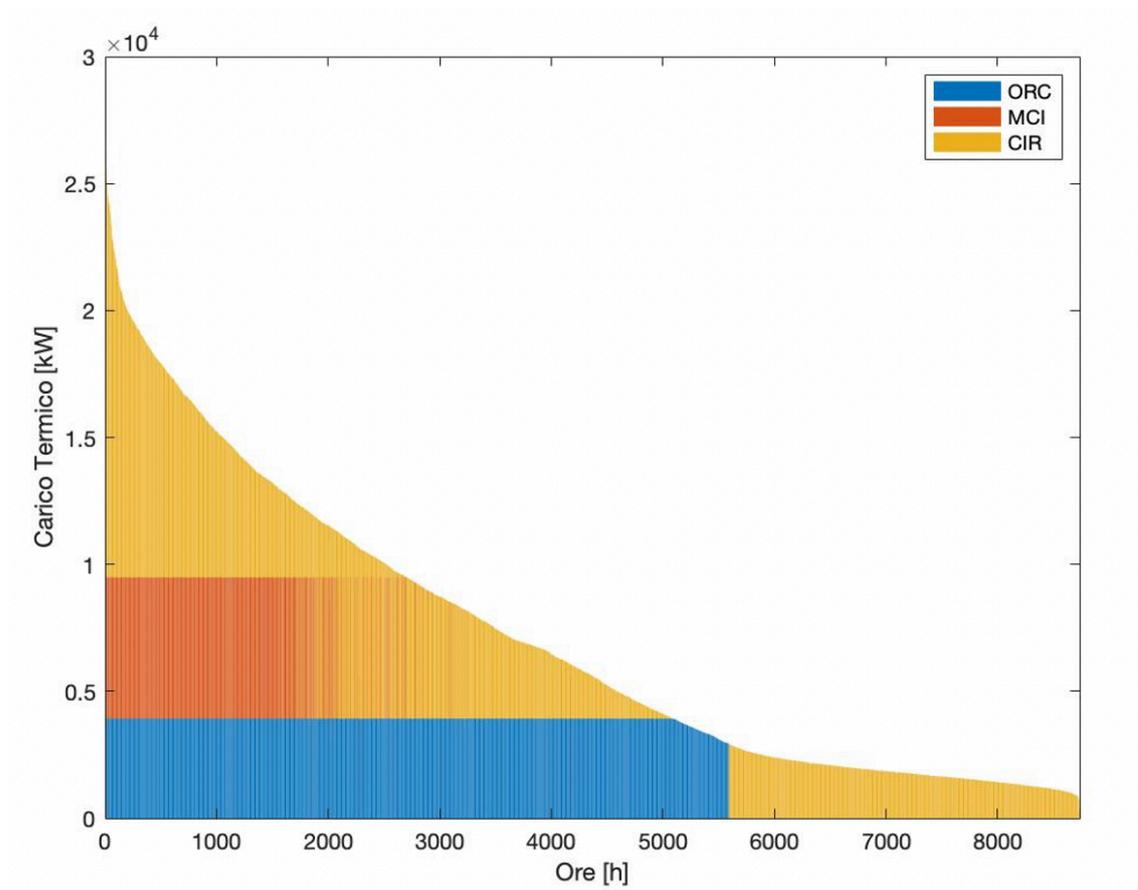


Figura 92: Ripartizione carico, caso 4a

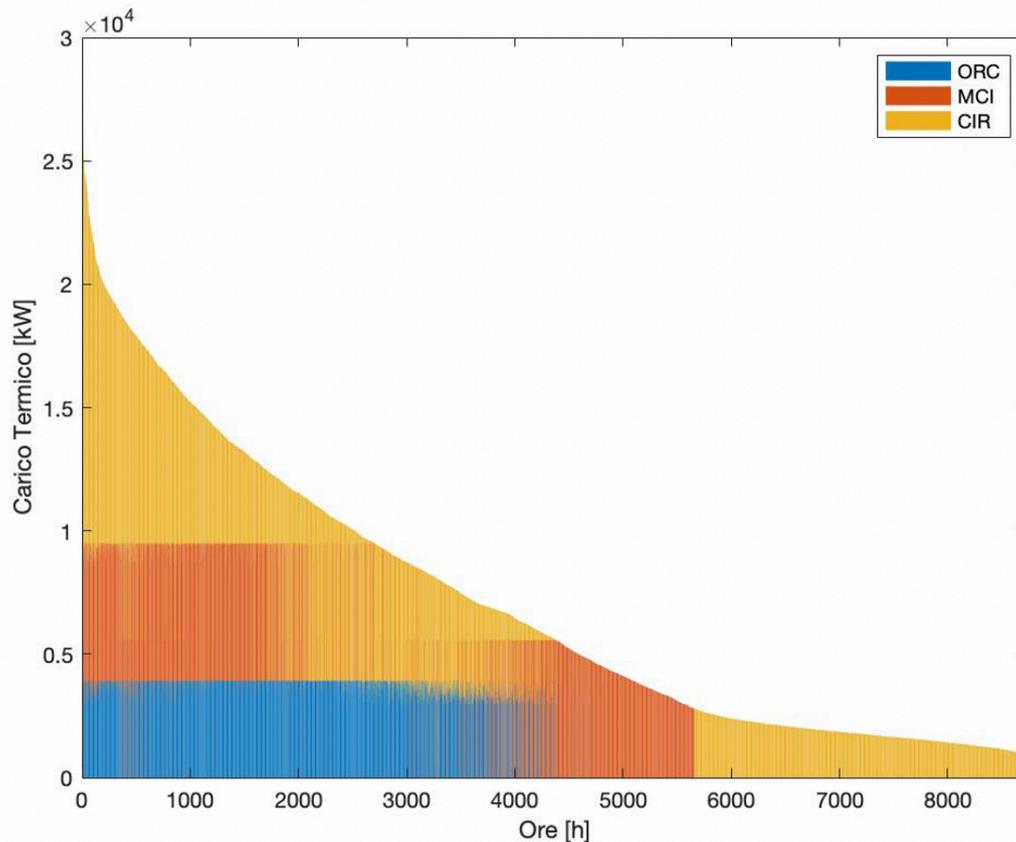


Figura 93: Ripartizione carico, caso 4b

Tabella 23: Dati Output caso 4a

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET [GWh_t/a]	EE [GWh_e/a]	CIP [GWh_c/a]	CIP [ton/a]	GN [GWh_c/a]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
<b>ORC</b>	21,87	5,82	53,37	17.161	-	-	12%	3,75
<b>MCI</b>	12,04	10,74	-	-	23,67	-	45%	1,12
<b>CIR</b>	28,85	-	-	-	33,75	85%	-	-
	62,76	16,56	53,37	17.161	57,41			

Tabella 24: Dati Output caso 4b

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET [GWh_t/a]	EE [GWh_e/a]	CIP [GWh_c/a]	CIP [ton/a]	GN [GWh_c/a]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
<b>ORC</b>	13,8	3,68	26,07	8.382	-	-	14%	3,75
<b>MCI</b>	20,68	18,17	-	-	40,39	-	45%	1,13
<b>CIR</b>	28,27	-	-	-	33,06	85%	-	-
	62,76	21,85	26,07	8.382	73,46			

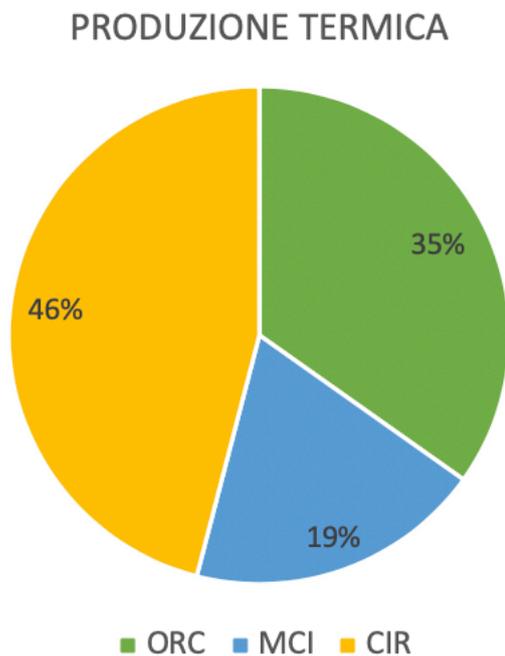


Figura 95: Ripartizione produzione termica, caso 4a

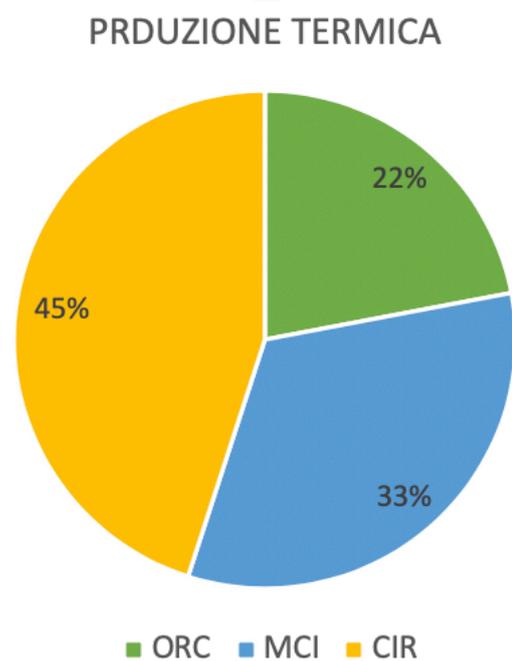


Figura 94: Ripartizione produzione termica, caso 4b

In entrambi i casi sono soddisfatti i vincoli per la defiscalizzazione del gas: nel primo caso la Potenza elettrica installata è pari al 15,6% della Potenza termica installata e l'Energia elettrica prodotta è pari al 26% dell'energia termica erogata all'utenza; nel secondo caso la Potenza elettrica installata è pari al 16% della Potenza termica installata e l'Energia elettrica prodotta è pari al 34% dell'energia termica erogata all'utenza.

## 5.9 Scelta configurazione ottimale

Considerate tutte le configurazioni finora analizzate, il vincolo impostato sulla temperatura in uscita dall'ORC porta un evidente miglioramento delle prestazioni dell'ORC, nonostante la diminuzione di energia prodotta dall'ORC; si escludono dunque le configurazioni con ORC senza vincolo sulla temperatura in uscita dall'ORC. A parità di consumo di cippato, il caso con motore a combustione interna in serie produce più energia rispetto al caso con motore a combustione interna in parallelo. Infine, confrontando il caso CBIO+MCI con il caso ORC+MCI in serie, quest'ultimo è migliore sia in termini di consumo di cippato sia in termini di energia elettrica prodotta. La scelta ricade dunque sulla configurazione con ORC +MCI in serie + Caldaie di integrazione e

riserva. Un altro aspetto importante da segnalare è il consumo di cippato che per la configurazione scelta risulta essere circa 8.300 ton/a e rientra nella disponibilità forestale della zona Alta Val Susa rendendo più sostenibile l'impianto, riducendo al minimo i costi di trasporto.

## 5.10 Valutazione del PES e TEE per l'unità ORC

A titolo di esempio sono stati calcolati parametri utili per valutare se l'impianto possa essere considerato CAR. Di seguito le metodologie di calcolo.

- Energia della biomassa in ingresso ed energie termica ed elettrica prodotte nel caso della configurazione scelta (ORC+ MCI in serie + Caldaie integrazione e riserva).

$$E_{biom} = 26070 \text{ MWh}$$

$$E_{el} = 3676 \text{ MWh}$$

$$E_{th} = 13803 \text{ MWh}$$

- Calcolo rendimento globale

$$\eta_{globale} = \frac{E_{el} + E_{th}}{E_{biom}} = 67\%$$

Tale valore deve essere confrontato con il rendimento di riferimento che per gli ORC è pari al 75%.

In questo caso il rendimento globale risulta essere inferiore al valore soglia, si assume dunque che parte dell'energia elettrica non sia prodotta in regime di cogenerazione e occorre dimensionare l'unità virtuale.

- Dimensionamento unità virtuale

L'unità virtuale è quella che, dato il calore utile cogenerato ( $H_{chp}$ ), produce una quantità di energia elettrica  $E_{chp}$  e consuma una quantità di energia di alimentazione  $F_{chp}$  tali da conseguire un rendimento globale pari al valore soglia previsto dalla normativa.

La determinazione di  $E_{chp}$  e  $F_{chp}$ , in regime di cogenerazione, viene condotta a partire dal calcolo del "Rapporto effettivo tra energia prodotta e calore  $C_{eff}$ ":

$$C_{eff} = \frac{\eta_{nonchpE}}{\eta_{globale\_soglia} - \eta_{nonchpE}} = 0,23 \text{ (con } \eta_{globale\_soglia} \text{ pari a 75\%)}$$

$$\eta_{nonchpE} = \frac{E_{el}}{E_{biom}} = 14,1\%$$

$$E_{chp} = C_{eff} * H_{chp} = 3197 \text{ MWh}$$

$$E_{nonCHP} = E_{el} - E_{chp} = 480 \text{ MWh}$$

$$F_{nonCHP} = \frac{E_{nonCHP}}{\eta_{nonchpE}} = 3402 \text{ MWh}$$

$$F_{CHP} = F - F_{nonchp} = 22667 \text{ MWh}$$

- Calcolo del PES

La metodologia di calcolo è stata descritta nel capitolo 4 paragrafo 4.3. I valori dei rendimenti di riferimento Ref  $H_{\eta}$  e Ref  $E_{\eta}$  sono riportati nel Regolamento 12/10/15 2015/2402 e per la categoria “Solidi S5” risultano essere rispettivamente 0,8 e 0,30. Il PES calcolato è pari al 21%.

Si può definire “Alto Rendimento” se consente un risparmio di energia primaria pari o superiore al 10% (PES\_limite).

$$PES \geq PES_{limite}$$

Nel caso analizzato il PES supera il 10% dunque sono previsti i benefici fiscali per CAR.

- Calcolo TEE

Per calcolare i Certificati Bianchi o Titoli di efficienza energetica occorre valutare il Risparmio di energia primaria (RISP) come descritto nel capitolo 4 paragrafo 4.4.

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{ERIF}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{TRIF}} - F_{chp} = 5984 \text{ MWh}$$

Dove  $\eta_{ERIF}$  è pari a 46% da correggere secondo il fattore di correzione  $f1=0,935$  corrispondente a livelli di tensione  $>12-- <50$  kV. Dunque,  $\eta_{ERIF}=43\%$ .

Per il caso di produzione acqua calda/vapore  $\eta_{\text{RIF}}$  è pari a 90%.

Questo risparmio conseguito viene convertito in Certificati Bianchi con la seguente formula:

$$TEE = RISP * 0,086 * K$$

Con K coefficiente di armonizzazione pari a 1,4 per quote di potenza fino a 1 MWe (Potenza dell'unità come CAR).

Risulta dunque  $TEE = 720$

Ciascun Certificato Bianco vale circa 250€ per cui l'incentivo per l'energia prodotta in assetto CAR è:

$$250 * 720 = 180.119 \text{ €}$$

- Calcolo credito d'imposta

Secondo le norme riportate al Capitolo 4 paragrafo 4.7 è stato valutato il credito d'imposta che spetta al gestore di una rete di teleriscaldamento alimentata a biomassa e all'utente finale, con l'ipotesi che le perdite di rete ammontino a circa il 10%.

$$\text{Credito d'imposta} = E_{th_{ORC}} * 0,9 * 21,95 = 272.698 \text{ €}$$

## 5.11 Scenario con temperature di rete ideali impostate

È stato studiato un ulteriore scenario nel quale sono fissate le temperature di ritorno e mandata della rete rispettivamente a 60°C e 90°C e apportando questa modifica alla configurazione d'impianto scelta (ORC + MCI in serie + Caldaie integrazione e riserva).

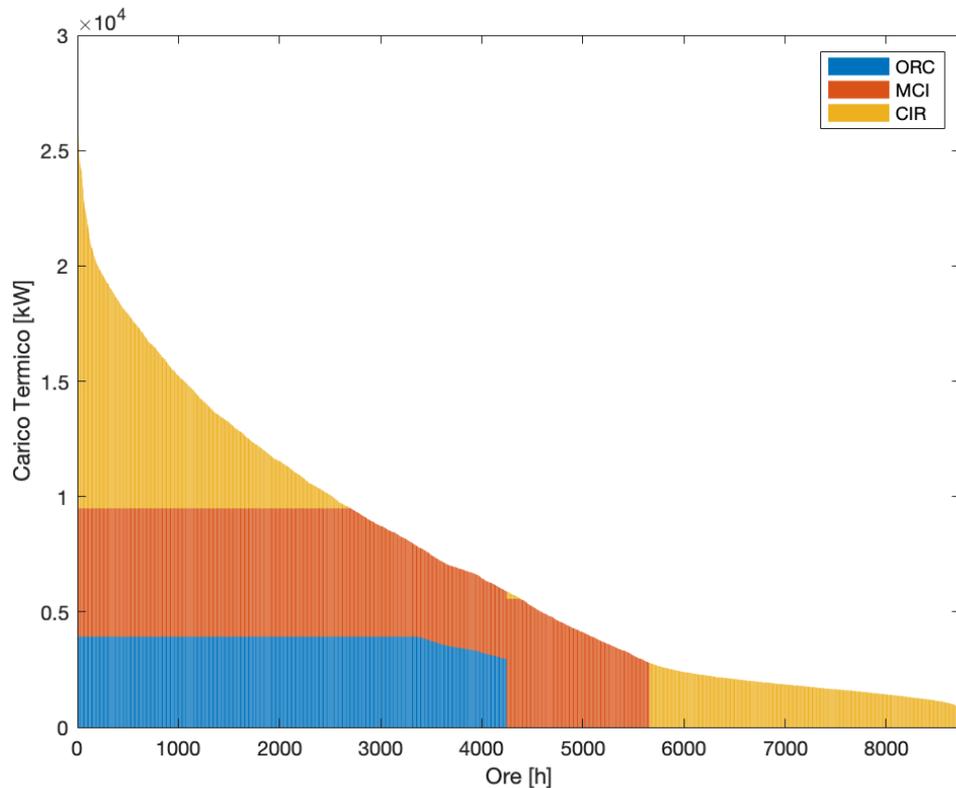


Figura 96: Ripartizione carico termico.

Le temperature di mandata e ritorno fissate rendono l'esercizio più favorevole per il funzionamento dell'ORC con un conseguente aumento del rendimento. L'ORC non risente dei limiti di temperatura in ingresso e uscita dal gruppo, come ampiamente analizzato e descritto nel caso con temperature di rete reali. Ciò consente quindi un esercizio del gruppo ORC con riduzione delle fermate.

Le temperature con cui lavora l'ORC e l'andamento del rendimento elettrico sono coerenti con i vincoli imposti, la temperatura in uscita dall'ORC infatti non supera i 75°C per le questioni discusse in precedenza. Il rendimento elettrico complessivo del gruppo ORC è pari a 17%.

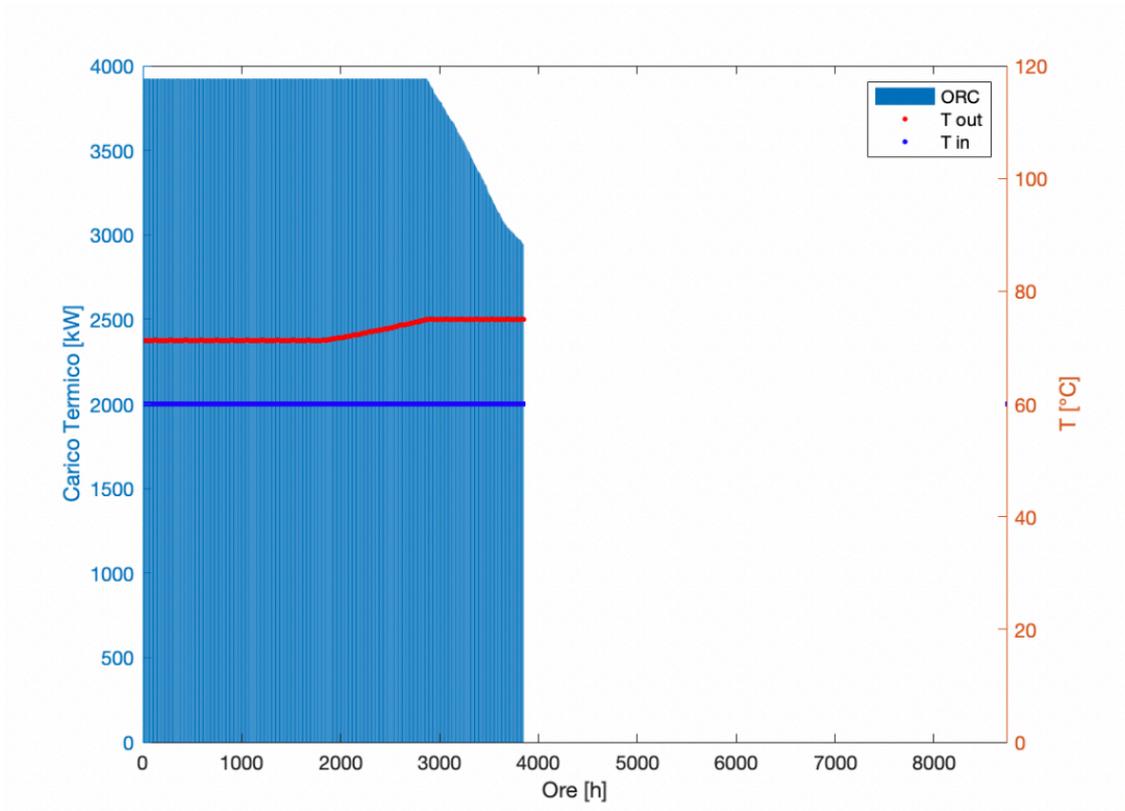


Figura 97: Andamento temperature ingresso e uscita ORC.

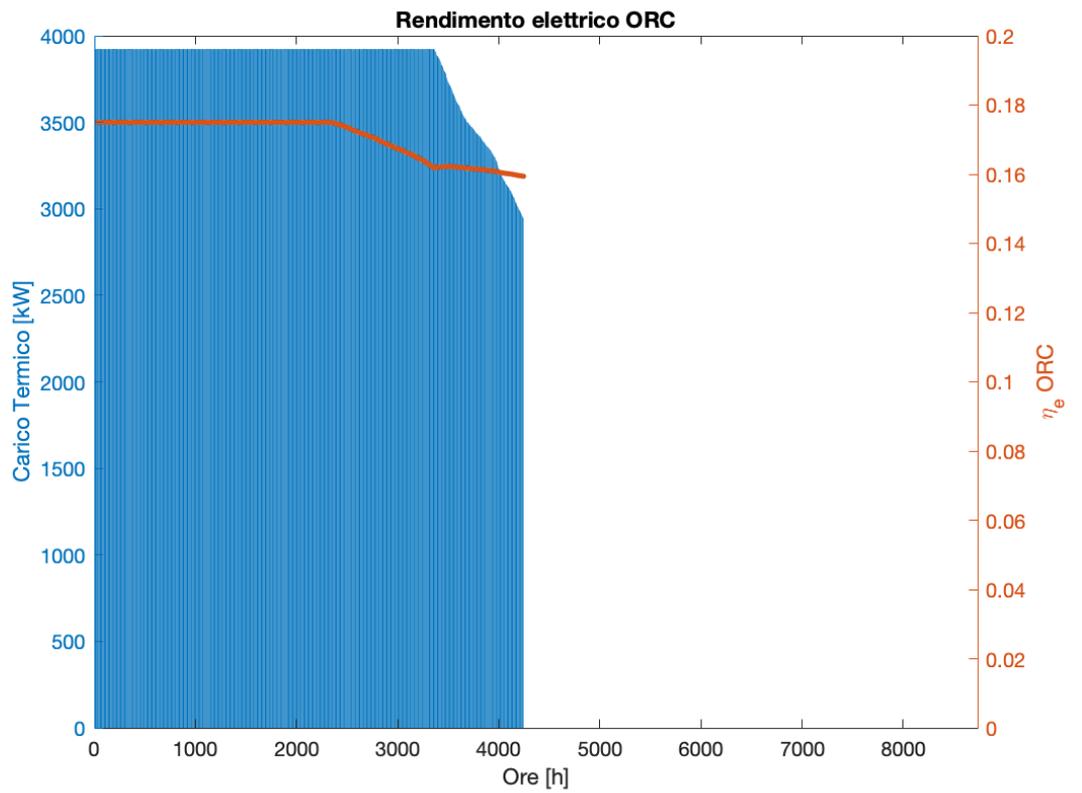


Figura 98: Andamento rendimento elettrico ORC.

Tabella 25: Dati output

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET	EE	CIP	CIP	GN	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
	[GWh_t/a]	[GWh_e/a]	[GWh_c/a]	[ton/a]	[GWh_c/a]			
<b>ORC</b>	16,71	4,45	30,66	9.858	-	-	17%	3,75
<b>MCI</b>	27,52	23,62	-	-	52,30	-	45%	1,16
<b>CIR</b>	18,52	-	-	-	21,66	85%	-	-
	62,76	28,07	30,66	9.858	73,96			

### PRODUZIONE TERMICA

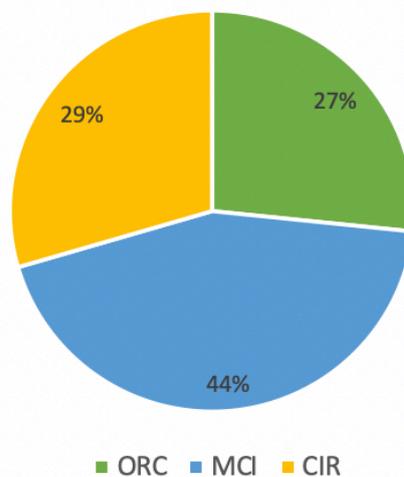


Figura 99: Ripartizione produzione termica.

Sono soddisfatti i vincoli per la defiscalizzazione del gas: la Potenza elettrica installata è pari al 14,8% della Potenza termica installata e l'Energia elettrica prodotta è pari al 45% dell'energia termica erogata all'utenza.

Confrontando i risultati ottenuti con quelli della configurazione con temperature di rete reali si evince un aumento dell'energia termica ed elettrica prodotta dall'ORC, dovuto ovviamente ai livelli di temperatura fissi a 60°C e 90°C che consentono un miglior funzionamento dell'ORC.

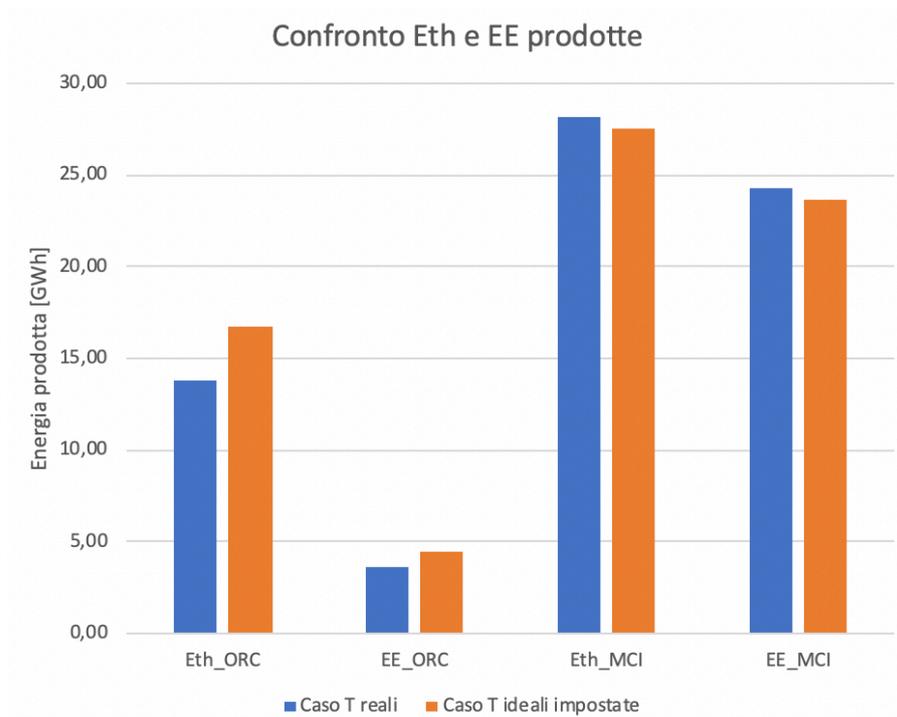


Figura 100: Confronto energie prodotte nel caso con T ideali impostate e T reali

## 5.12 Scenario con nuova volumetria e ipotesi di interventi di efficienza energetica sugli edifici esistenti

Infine, è stata aggiunta la potenziale volumetria allacciabile alla rete pari a circa 100.000 m<sup>3</sup>. Tale cifra comprende edifici che in passato erano allacciati alla rete e successivamente avevano cessato il collegamento, dunque riallacciabili ed edifici nuovi da allacciare, alcuni in prossimità della rete ed altri in area in cui manca la rete. Si incrementa quindi del 6% la Potenza termica da coprire.

Inoltre, ipotizzando di poter applicare a tutti gli edifici presenti degli interventi di efficienza energetica si otterrebbe un risparmio energetico del 18% circa. La stima è stata fatta secondo scenari riportati nell'allegato C del PRQA (Piano Regionale di Qualità dell'Aria).

Le modifiche citate sono state applicate all'ultimo scenario analizzato, quello con temperature ideali di ritorno e mandata della rete.

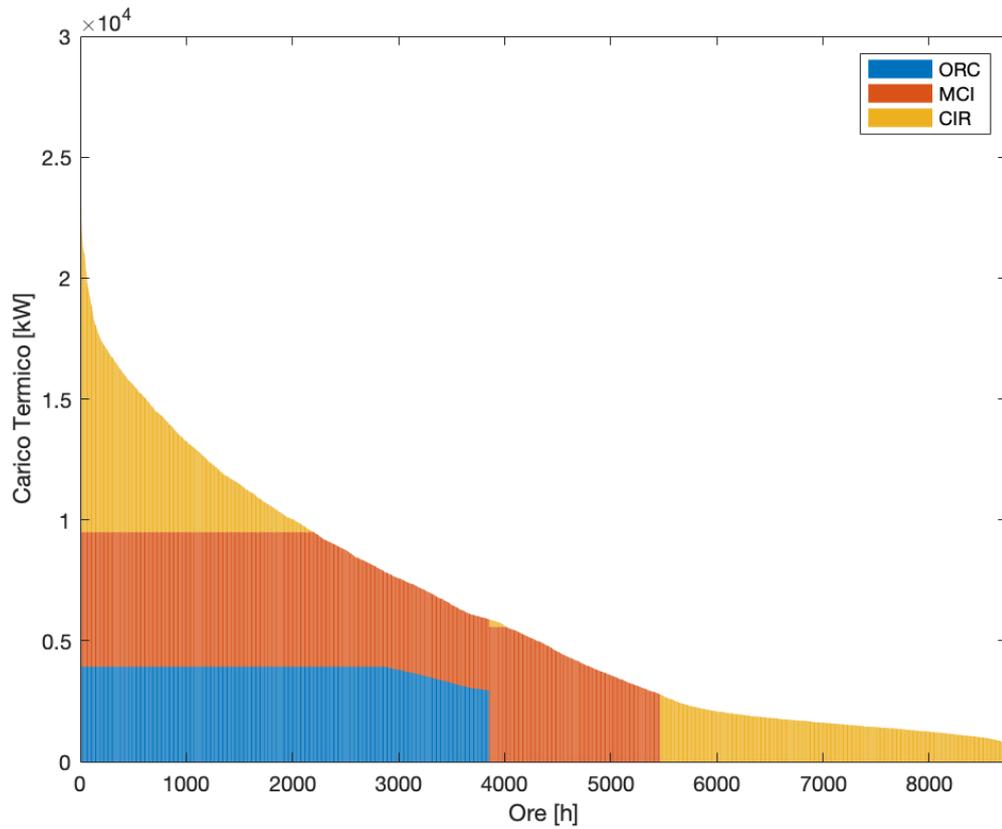


Figura 101: Ripartizione carico

Tabella 26: Dati output.

ENERGIE PRODOTTE E CONSUMO DI COMBUSTIBILE								
	ET [GWh_t/a]	EE [GWh_e/a]	CIP [GWh_c/a]	CIP [ton/a]	GN [GWh_c/a]	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$	$\lambda$
<b>ORC</b>	15,05	4,01	27,74	8.919	-	-	17%	3,75
<b>MCI</b>	26,02	22,22	-	-	49,18	-	45%	1,17
<b>CIR</b>	13,53	-	-	-	15,83	85%	-	-
	54,61	26,23	27,74	8.919	65,01			

## PRODUZIONE TERMICA

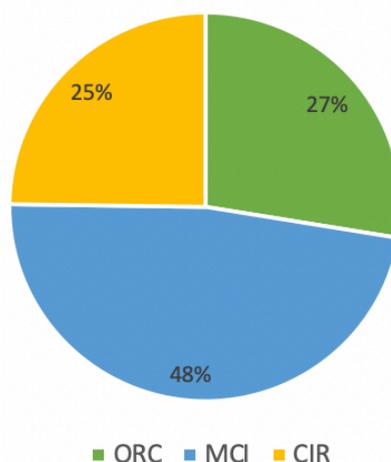


Figura 102: Ripartizione produzione termica.

Sono soddisfatti i vincoli per la defiscalizzazione del gas: la Potenza elettrica installata è pari al 14,8% della Potenza termica installata e l'Energia elettrica prodotta è pari al 48% dell'energia termica erogata all'utenza.

Con l'ipotesi molto ideale che si riesca ad intervenire su tutti gli edifici presenti a Bardonecchia per aumentarne l'efficienza energetica si evince una riduzione del fabbisogno richiesto dall'utenza con una conseguente riduzione di combustibile in ingresso. Ovviamente lo scenario analizzato è solo un caso ideale, difficilmente applicabile nella realtà.

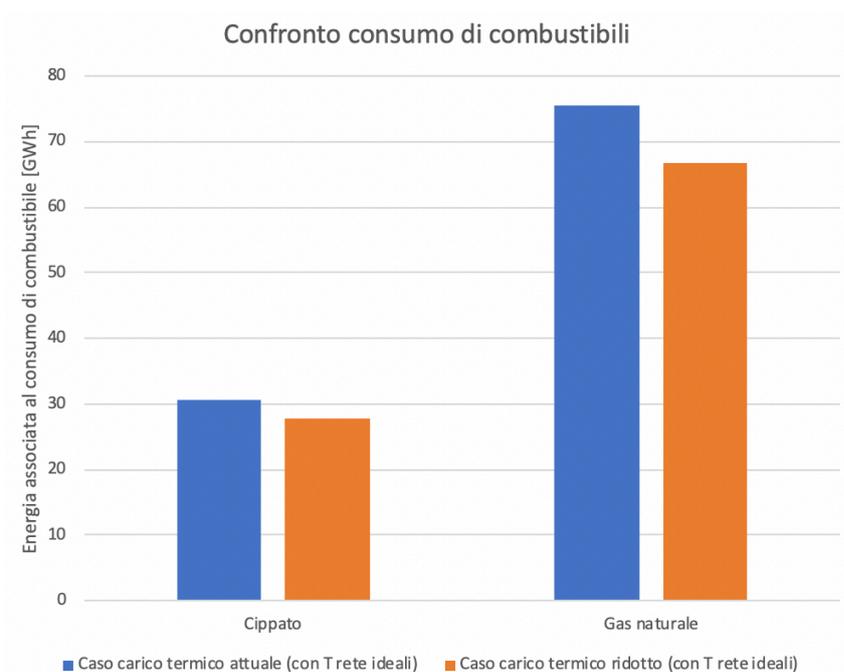


Figura 103: Confronto consumo di combustibili caso con carico termico ridotto e con carico termico attuale (temperature di rete ideali impostate)

# 6 Conclusione

## 6.1 Riepilogo del lavoro svolto

Il lavoro ha permesso, a partire dai dati reali di esercizio di una rete di teleriscaldamento esistente, di analizzare e definire una curva di carico media, da utilizzare come base dati per successive simulazioni. Sono stati ipotizzati vari nuovi assetti della centrale esistente studiando come potessero essere articolati al meglio con il fine di ottimizzare il funzionamento del gruppo ORC. È stato costruito un codice di calcolo per simulare le varie configurazioni e la conseguente scelta della configurazione ottimale. Inoltre, sulla base della configurazione ottimale, sono stati valutati gli effetti legati all'ipotesi di una variazione delle temperature di mandata e ritorno e delle volumetrie in gioco.

## 6.2 Commento dei risultati ottenuti

Innanzitutto, sono state riscontrate delle anomalie per quanto riguarda la gestione delle temperature attuali con cui lavora la rete, le temperature di ritorno della rete sono spesso molto alte rispetto al valore atteso di circa 65 °C. Si è infatti voluto analizzare il caso con temperature di mandata e ritorno fissate a priori e si evince un miglioramento della resa dell'impianto. Sarebbe opportuno intervenire per rafforzare il sistema di controllo e monitoraggio dell'impianto, intervento che a parità di sistema ed utenza esistente comporta un investimento abbastanza contenuto.

Per quanto riguarda l'aumento della volumetria allacciata alla rete, questo intervento necessita degli investimenti per la posa di nuovi tratti di rete ma nel caso analizzato si tratterebbe di piccole integrazioni alla rete esistente con investimenti anch'essi contenuti. La quota di investimento più ingente riguarda l'intervento sull'assetto della centrale, la quale nelle configurazioni studiate risulta essere molto diversa rispetto all'assetto preesistente. Tuttavia, il lavoro svolto non si prefiggeva lo scopo di analizzare nel dettaglio aspetti di tipo economico; le valutazioni fatte hanno l'obiettivo di trovare una configurazione che ottimizzi il funzionamento dell'impianto e per tale motivo ritenute interessanti.

### 6.3 Spunti per valutazioni future

Tra le ulteriori questioni interessanti da studiare si fanno presente:

- gli effetti sulla gestione della centrale apportati da una possibile riduzione delle temperature di fornitura in rete, considerando per esempio una temperatura di mandata che da 90°C passi a 80°C e una temperatura di ritorno che da 60°C si abbassi a 50°C, in relazione al tipo di interventi di efficienza energetica che si possano attuare presso gli edifici.
- Analisi di un ulteriore margine di intervento presso gli edifici con conseguente riduzione dei consumi energetici degli edifici esistenti e l'aumento delle quote prodotte dai gruppi cogenerativi.
- Valutazione degli effetti risultanti in termini di capacità di copertura da parte della centrale di produzione nel caso in cui tutta la volumetria considerata fosse costruita secondo i nuovi canoni dell'edilizia dunque con fabbisogni molto più bassi rispetto a quelli attuali.

# 7 Bibliografia

- [1] Tecnoapi, «Studio sul teleriscaldamento in Provincia di Torino, stato di fatto e potenzialità di sviluppo,» 2006.
- [2] Euroheat&Power, «Statistic Overview 2015».
- [3] AIRU, «Il riscaldamento urbano, Annuario 2017,» 2017.
- [4] Corso Impianti di cogenerazione, Poggio A., «Slide del corso».
- [5] Ago-Pellerei.
- [6] Google Maps.
- [7] Turboden, «Organic Rankine Cycle, al servizio dell'efficienza energetica».
- [8] Energy Procedia, «A World Overview of the Organic Rankine Cycle Market,» 2017.
- [9] Turboden, [Online]. Available:  
<https://www.turboden.com/it/soluzioni/1051/biomassa>.
- [10] Fiper, «Biomasse legnose: Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano,» 2015.
- [11] AIEL.
- [12] IPLA S.p.A., «La carta forestale del Piemonte,» 2017.
- [13] Google Immagini.
- [14] LUMINA, «Relazione descrittiva 2018, Centrale di Bardonecchia,» 2019.
- [15] Sistema Piemonte, «Sistema Piemonte- Montagna e foreste-SIFOR,» [Online]. Available:  
<http://www.sistemapiemonte.it/popalfa/authentication/LoginSispieAction.do>.
- [16] Unige, «Impact of load variations on wood boilers efficiency and emissions,» [Online]. Available: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:83435>.
- [17] Ecoflam.
- [18] Turboden. [Online].
- [19] MTU, *Datasheet*.
- [20] Tecnoapi, «Piano di sviluppo del Teleriscaldamento nell'area di Torino,» 2009.
- [21] L. AIRU, «Il Teleriscaldamento in Italia, Stato attuale e potenzialità di sviluppo,» 2012.
- [22] AIRU, «Il riscaldamento urbano, Annuario 2018,» 2018.
- [23] Progetto Fuoco, Legna, Cippato e Pellet.
- [24] GSE, «Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR,» 2018.
- [25] I. S. Regione Piemonte, «SIFOR, Applicazione per il calcolo della disponibilità potenziale delle risorse legnose derivanti dai boschi del Piemonte (CDLP)».
- [26] Piano regionale di Qualità dell'aria (PRQA), «[www.regione.piemonte.it](http://www.regione.piemonte.it),» [Online].

# Ringraziamenti

Desidero ringraziare tutte le persone che hanno contribuito al raggiungimento di questo importante traguardo.

Ringrazio innanzitutto il mio Relatore Prof. Poggio Alberto ed il mio Correlatore Ing. Cerino Abdin Giulio per avermi guidata nella realizzazione di questa tesi e per essere stati sempre presenti soprattutto nell'ultimo periodo nonostante l'emergenza Covid-19.

Ringrazio la mia famiglia, perché è grazie a loro se oggi ho completato il mio percorso universitario. Grazie per avermi sostenuta durante questi anni, grazie per i sacrifici fatti e per tutto quello che sempre fate per me.

Ringrazio Monia, al mio fianco sempre. Amica mia, grazie per tutta la forza che hai saputo darmi nei momenti di sconforto e per le gioie che insieme abbiamo vissuto. La distanza, nostra nemica, non è riuscita a dividerci.

Ringrazio Ilaria e Federica per tutti i bei momenti trascorsi insieme. Non smetterò di salire su quel treno per venirvi a trovare, come ho sempre fatto in tutti questi anni perché si torna sempre dove si è stati bene.

Ringrazio i miei compagni di avventura piemontesi e i miei amici di sempre che sia da Marsala sia a Torino non mi hanno mai fatta sentire sola. Grazie per i momenti di spensieratezza condivisi in questi anni.

