



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**Ottimizzazione economica ed ambientale degli impianti di generazione in
una rete di teleriscaldamento esistente**

Relatore

Prof. Angelo Zarrella

Correlatore

Davide Quaggiotto

Laureando

Leonardo Tiso

Matricola

2022862

Anno accademico 2022/2023

1. Introduzione.....	6
1.1. Reti di teleriscaldamento	6
2. Revisione di letteratura.....	9
2.1.1. Prima generazione: Distribuzione di vapore.....	9
2.1.2. Seconda generazione: Distribuzione di acqua calda all'interno dei tubi	10
2.1.3. Terza generazione:.....	12
2.1.4. Sistemi di accumulo.....	13
2.1.5. Classificazione degli impianti di accumulo	15
2.2. Situazione in Europa.....	23
2.3. Situazione in Italia	26
2.4. Obiettivi della tesi.....	29
3. Problema di ottimizzazione	30
3.1. Ottimizzatore base e logica di funzionamento con funzione obiettivo di costo	30
3.2. Modifica dell'ottimizzatore con l'inserimento della pompa di calore a terreno.....	38
3.3. Funzione obiettivo ambientale.....	39
4. Caso studio	42
5. Metodo.....	46
5.1. Scelta dei periodi di riferimento	46
5.2. Impostare le condizioni al contorno.....	53
5.3. Ottimizzazione di costo con diverse fonti di flessibilità energetica	54
5.3.1. Rete di teleriscaldamento di base.....	54
5.3.2. Rete di teleriscaldamento sfruttando inerzia termica della rete	55
5.3.3. Aggiunta del serbatoio di accumulo.....	55
5.3.4. Installazione di una pompa di calore aggiuntiva	56

5.3.5.	Tassazione sulla CO ₂	56
5.4.	Ottimizzazione ambientale	57
6.	Analisi dei risultati ottimizzazione economica	58
6.1.	Installazione serbatoio centralizzato.....	58
6.2.	Tassazione sulla CO ₂	72
7.	Analisi dei risultati ottimizzazione ambientale.....	80
7.1.	Riduzione della CO ₂ prodotta	80
Bibliografia	86

Figura 1 Principali fonti di calore	8
Figura 2 Sistema di accumulo di breve termine.....	19
Figura 3 Confronto tra accumulo diretto e indiretto	20
Figura 4 Variazione del mix energetico utilizzato negli anni	24
Figura 5 Quantità di sistemi di teleriscaldamento suddivisa per regione in Europa nel 2019	25
Figura 6 Diffusione delle reti in Italia alla fine del 2020.....	26
Figura 7 Volume di acqua riscaldata nelle reti di TLR per settore	27
Figura 8 Planimetria della rete di TLR di Verona Centro Città.....	42
Figura 9 ΔP di rete in funzione della portata circolante.....	44
Figura 10 Curva di durata della potenza erogata dalle centrali.....	47
Figura 11 Media delle settimane più rilevanti nel periodo invernale	48
Figura 12 Media delle settimane più rilevanti nel periodo estivo.....	48
Figura 13 Confronto profili dei giorni della settimana rappresentativa di febbraio con media invernale	49
Figura 14 Confronto profili dei giorni della settimana rappresentativa di aprile con media mezza stagione	50
Figura 15 Confronto profilo del PUN relativo agli anni 2020-2021.....	51
Figura 16 Potenza totale richiesta dalle utenze nelle settimane rappresentative individuate.	52
Figura 17 Scheduling di febbraio 2020: con inerzia di rete.....	58
Figura 18 Scheduling di febbraio 2020: con serbatoio centralizzato aggiuntivo.....	59
Figura 19 Calore prodotto febbraio 2020: confronto tra la casistica con e senza serbatoio	60
Figura 20 Scheduling Aprile 2020: con inerzia termica	62
Figura 21 Calore prodotto aprile 2020: con inerzia termica	62
Figura 22 Calore prodotto aprile 2020: installazione serbatoio centralizzato	63
Figura 23 Scheduling di aprile 2021: installazione serbatoio centralizzato.....	65
Figura 24 Calore prodotto aprile 2021: Confronto tra la casistica con e senza serbatoio.....	65
Figura 25 Scheduling di febbraio 2020: Con pompa di calore a terreno	66
Figura 26 Calore prodotto di febbraio 2020: inserimento Pompa di calore	67
Figura 25 Scheduling di febbraio 2021: Pompa di calore.....	68
Figura 26 Calore prodotto di febbraio 2021: inserimento Pompa di calore	68

Figura 29 Scheduling di aprile 2020: pompa di calore.....	69
Figura 30 Calore prodotto ad aprile 2020: Pompa di calore.....	70
Figura 31 Scheduling di aprile 2021: Installazione pompa di calore.....	70
Figura 32 Calore prodotto ad aprile 2021: Installazione pompa di calore.....	71
Figura 33 Scheduling di febbraio 2020: Tassazione sulla CO ₂ di 150 €/tCO ₂	73
Figura 34 Calore prodotto febbraio 2020: Tassazione sulla CO ₂ di 150 €/tCO ₂	73
Figura 35 Scheduling di febbraio 2021: Tassazione sulla CO ₂ di 150 €/tCO ₂	74
Figura 36 Calore prodotto febbraio 2021: Tassazione sulla CO ₂ di 150 €/tCO ₂	75
Figura 37 Scheduling di Aprile 2021: Tassazione sulla CO ₂ di 150 €/tCO ₂	76
Figura 38 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2020: Installazione serbatoio centralizzato.....	77
Figura 39 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2020: pompa di calore.....	78
Figura 40 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2020: Confronto tra le casistiche con differente tassazione sulle CO ₂	79
Figura 41 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2021: Confronto tra le casistiche con differente tassazione sulle CO ₂	79
Figura 42 Scheduling di generazione febbraio: ottimizzazione ambientale.....	80
Figura 43 Calore prodotto Febbraio: Ottimizzazione ambientale.....	81
Figura 44 Scheduling di generazione di Aprile 2020: ottimizzazione ambientale.....	82
Figura 45 Calore prodotto da gennaio a aprile 2020: Ottimizzazione ambientale.....	83
Figura 46 Confronto dei costi totali tra le due ottimizzazioni per il 2020.....	84
Figura 47 Confronto delle emissioni totali tra le due ottimizzazioni per il 2020.....	85

1. Introduzione

1.1. Reti di teleriscaldamento

È una tecnologia che ha preso piede commercialmente verso la fine del Novecento negli Stati Uniti per arrivare in Europa nel ventesimo secolo.

Il principale obiettivo dei sistemi di teleriscaldamento (DH) è quello di trasportare il calore tra le utenze nelle aree urbane.

La rete di teleriscaldamento soddisfa la richiesta di calore per il riscaldamento degli ambienti o acqua sanitaria per differenti utenze: residenziali, pubbliche e edifici commerciali. Inoltre, il sistema è adatto a soddisfare la richiesta da parte di aziende che utilizzano calore a basse temperature.

Le parti fondamentali di cui sono formate le reti di teleriscaldamento sono quattro: generatori di calore, rete di distribuzione, sottostazioni e utenze.

Grazie alle reti di distribuzione di cui sono costituite, permettono trasportare il calore dalle zone in cui è richiesto alle zone dove sono presenti i generatori di calore, anche se lontane fra loro.

Il calore viene trasportato attraverso una rete di trasporto formata da tubazioni all'interno dei quali scorre un fluido termovettore, che in genere è acqua pressurizzata. Il design utilizzato per l'installazione delle tubazioni è molto importante per rendere questa tecnologia competitiva nel mercato. Scegliendo il luogo adatto per l'installazione e prediligendo tubazioni di ridotte dimensioni è possibile ridurre notevolmente i costi di installazione.

La rete di teleriscaldamento è un servizio energetico che garantisce quindi alle utenze l'utilizzo diretto del calore disponibile da fonti energetiche situate in zone periferiche.

I futuri sistemi energetici dovrebbero essere progettati per sfruttare in maniera razionale le fonti di energia rinnovabile. Ciò dovrebbe rendere la nostra società più sostenibile, riducendo gli impatti ambientali legati alla produzione di energia e trasporti. Per avvicinarsi a sistemi energetici di questo tipo, l'implementazione dei sistemi di teleriscaldamento sono fondamentali.

I principali generatori di calore sfruttati da questa tecnologia sono riportati in seguito:

- *Impianti di cogenerazione*

La tecnologia più diffusa nel teleriscaldamento sono i sistemi cogenerativi, in grado di produrre energia termica e elettrica in modo combinato. Grazie agli impianti di accumulo i sistemi cogenerativi hanno la possibilità di gestire la potenza generata in funzione del prezzo dell'energia elettrica. L'impianto cogenerativo viene fatto lavorare nei momenti in cui il prezzo dell'energia elettrica è elevato, mentre l'energia termica prodotta in eccesso potrà essere sfruttata in seguito nei momenti di necessità grazie all'utilizzo di accumuli termici.

I sistemi di accumulo danno la possibilità agli impianti cogenerativi di funzionare con maggior continuità evitando ripetuti spegnimenti che ne ridurrebbero il rendimento.

- *Calore di scarto da impianti industriale e energetici*

Il calore di scarto dei processi industriali è importante accumularlo in quanto dà la possibilità di sfruttare energia che altrimenti sarebbe persa.

- *Pompe di calore*

La pompa di calore è un sistema efficiente che sfrutta il calore direttamente dall'aria, acqua o terreno. Per prelevare calore in ambienti più freddi e rigettare calore in ambienti più caldi utilizza l'energia elettrica.

Accoppiando la pompa di calore ad una rete di teleriscaldamento con la presenza di un accumulo, consente alla pompa di funzionare nei momenti in cui il PUN (Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica) è relativamente basso.

La pompa di calore può essere alimentata dall'energia elettrica proveniente dalla rete o dall'energia elettrica prodotta da un impianto cogenerativo.

La pompa di calore grazie ai sistemi di accumulo può produrre energia termica nei momenti in cui il prezzo dell'energia elettrica è più conveniente.

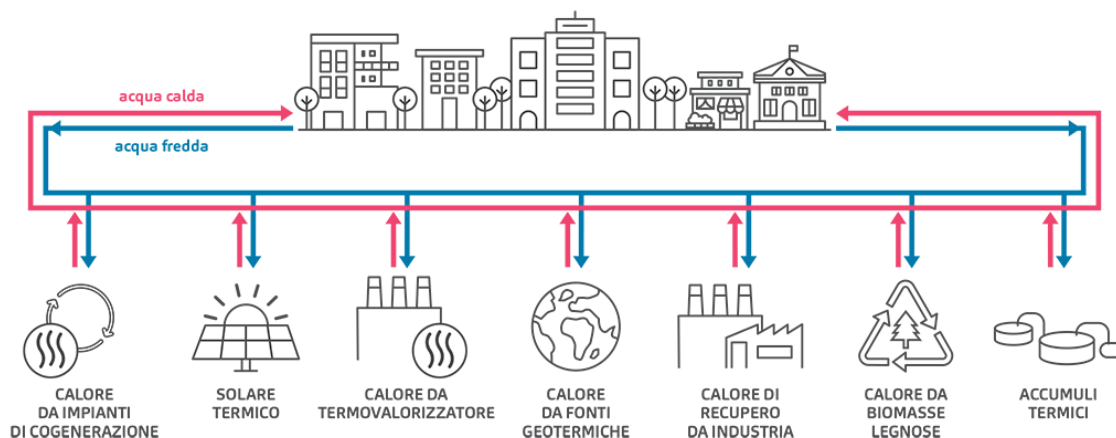


Figura 1 Principali fonti di calore

In figura si denota che la rete di teleriscaldamento è evidenziata da tubazioni rosse e blu che corrono nel sottosuolo.

Le linee rosse rappresentano la linea di mandata ad alta temperatura, mentre il tratto blu rappresenta la linea di ritorno a temperatura inferiore a seguito del rilascio di energia alle utenze.

I vantaggi per le utenze collegate al sistema di teleriscaldamento sono riportati in seguito:

- Fornitura di calore ad elevata affidabilità e continuità con minori interruzioni.
- Minori spazi occupati da generatori di calore all'interno delle abitazioni e inferiori costi di investimento per il sistema di riscaldamento che sarebbe interno all'abitazione.
- Maggiori livelli di sicurezza per l'abitazione in quanto il rischio di incendi e esplosioni di gas viene ridotto notevolmente evitando l'utilizzo di combustibili all'interno delle utenze.

2. Revisione di letteratura

2.1.1. Prima generazione: Distribuzione di vapore

Le reti di teleriscaldamento che sfruttavano la tecnologia di prima generazione sono state utilizzate fino a un secolo fa, in quanto gli impianti di generazione rendevano disponibile il calore alle utenze sotto forma di vapore.

Ad oggi le reti di prima generazione sono poco utilizzate, in Europa il fluido termovettore più utilizzato è l'acqua calda.

La presenza di vapore nella linea di mandata della rete di teleriscaldamento richiede l'installazione di tubazioni di grandi dimensioni. Considerando la linea di ritorno invece, l'acqua condensata fluisce all'interno di un tubo con dimensioni più ridotte. Il problema principale nel processo di trasferimento di calore mediante condensazione è che i diversi gas presenti nell'acqua (come l'ossigeno e l'anidride carbonica) danno origine a reazioni chimiche che causano corrosione nelle tubazioni, riducendo la durata di vita dell'impianto.

In fase operativa, l'ambiente a temperature inferiori preleva calore dalla rete generando una condensa parziale del vapore all'interno del tubo a contatto con la parete. Le goccioline venendo trasportate dal flusso di vapore impattano con forza contro i componenti di rete danneggiandoli.

Per evitare eccessivi impatti contro le pareti interne sono state installate delle valvole di scarico utilizzate per rimuovere il condensato in eccesso dalla rete di distribuzione.

Questi effetti indesiderati hanno importanti ricadute economiche sull'impianto richiedendo molteplici interventi di ripristino e manutenzione.

L'utilizzo del fluido termovettore allo stato gassoso permette però di poter sfruttare il vapore proveniente dagli impianti cogenerativi con turbina a contropressione. In sintesi, parte del vapore espanso in turbina può essere spillato e inviato direttamente alla rete di teleriscaldamento. Il restante vapore restando nel sistema cogenerativo viene espanso completamente in turbina e fatto circolare all'interno del condensatore. Il fluido di raffreddamento utilizzato nel condensatore è il fluido termovettore della rete di teleriscaldamento circolante all'interno di una linea separata.

Il prelievo di vapore da un impianto a contropressione causa una marcata riduzione della potenza complessiva prodotta dall'impianto cogenerativo.

Le pressioni di esercizio nelle reti di piccole dimensioni generalmente non superano i 2 bar, mentre per quanto riguarda le reti più estese, le pressioni di lavoro sono ben più elevate nell'ordine dei 20 bar comportando temperature di esercizio ben più elevate. L'isolamento termico dunque deve

necessariamente essere più efficiente evitando le dissipazioni di calore verso l'esterno nelle reti ad alte pressioni di esercizio.

Le basse pressioni sono utilizzate nei piccoli impianti perché aumentando il volume specifico del fluido termovettore, aumenta anche il diametro delle tubazioni che essendo eccessivamente elevato causa un notevole incremento dei costi di installazione.

È chiaro che utilizzando elevate pressioni di esercizio, si consuma un ingente quantità di energia per raggiungere tali condizioni operative.

2.1.2. Seconda generazione: Distribuzione di acqua calda all'interno dei tubi

L'utilizzo di acqua calda allo stato liquido permette di superare il problema di corrosione causato dalle reazioni chimiche presenti durante il processo di condensazione.

Il design dell'impianto è molto simile alla configurazione della tecnologia precedente, ma con diametri del tubo nettamente inferiori che garantiscono maggiore competitività in termini economici nel mercato energetico.

La sezione dei tubi in fase di installazione viene prefabbricata, in modo tale da completare l'installazione in loco in tempi brevi riducendo i costi di installazione legati alla manodopera.

Le tubazioni vengono isolate dall'ambiente esterno utilizzando lana fibrosa avvolta da un involucro protettivo garantendo un ottimo isolamento termico.

Difficilmente la temperatura di condensazione dell'acqua raggiunge temperature inferiori a 100 °C in quanto le pressioni vengono mantenute maggiori rispetto alla pressione atmosferica, questo per evitare infiltrazioni d'aria dall'esterno.

- Verso la terza generazione:

Il periodo di transizione verso la terza generazione è stato interessato da due sviluppi tecnologici. Nella prima tecnologia di rete è stata introdotta una modifica nei materiali di riempimento isolanti. Sono stati utilizzati materiali come cemento cellulare o altre tipologie costituite da elementi di forma granulare come minerali o plastiche inizialmente più resistenti ed efficienti rispetto alla lana fibrosa.

A seguito di molteplici test sperimentali, la maggior parte degli isolanti citati si sono rivelati fallimentari a causa della corrosione che la condensa provocava nei materiali, danneggiando le tubazioni in zone difficilmente accessibili per interventi di manutenzione straordinaria.

Un ulteriore tentativo di sviluppo determinante per il passaggio verso la terza generazione è stato l'installazione di tubazioni concentriche.

Nella seconda serie le reti di tubazioni vengono interrato in modo tale da creare uno un vuoto fra il tubo e il terreno così da limitare lo scambio di calore verso l'esterno.

Anche in questa tipologia di rete l'umidità creava ingenti problemi legati a condensa di umidità.

Una minima perdita di acqua verso l'intercapedine causava una corrosione diffusa in direzione assiale lungo tutta la tubazione. La maggior parte delle tubazioni installate con questa tecnologia sono formate da una struttura in fibrocemento e amianto. Ancora ad oggi in fase di rimozione di questa tipologia di rete è necessario adottare precauzioni atte ad evitare l'esposizione da parte dei lavoratori e della popolazione ai rischi per la salute.

Nel periodo di transizione verso la terza generazione ha preso piede un'ulteriore tecnologia che viene utilizzata tutt'ora durante installazioni in zone complicate. È una tecnologia costituita da tubazioni in acciaio con isolamento in lana minerale nel mezzo che impedisce lo scambio termico con l'esterno.

2.1.3. Terza generazione:

Le tubazioni di terza generazione sono costituite da due tubi incollati tra loro, rispettivamente il tubo dedicato al trasporto del fluido e quello utilizzato per il rivestimento.

Secondo molti ingegneri un design di questo tipo causa diversi problemi lavorando ad alte temperature. La struttura a contatto con il fluido termovettore caldo espande termicamente. La tubazione essendo vincolata dal materiale isolante esternamente è soggetta ad una forza di compressione che tende a bloccare l'espansione creando tensioni interne assiali che possono danneggiarla.

Per evitare deformazioni strutturali è essenziale che la linea sia ben supportata in tutte le direzioni, nelle linee interrate è il terreno a sostenere la linea in tutti i punti.

Le deformazioni assiali in genere sono venivano compensate installando lungo la rete compensatori a soffietto. Nelle reti teleriscaldamento di terza generazione vengono utilizzati rivestimenti in plastica con buone proprietà elastiche in grado di far fronte ad eventuali deformazioni assiali causati dalle variazioni di temperatura.

In prossimità di curvature vengono installati dei cuscinetti elastici in schiuma polimerica o ghiaia, con densità inferiore al terreno circostante in grado di compensare le dilatazioni termiche dei materiali.

La principale causa di fallimento di queste nuove linee di tubazioni è stata la condensa di acqua che si creava all'interno delle tubazioni, portando corrosioni difficili da raggiungere per il ripristino. Il problema è stato risolto poi iniettando una sostanza bituminosa che garantiva l'impermeabilità della tubazione.

Tabella 1 Caratteristiche rete di teleriscaldamento prima, seconda e terza generazione.

Generazione	Prima	Seconda	Terza
Fluido termovettore	Vapore	Acqua	Acqua
Temperatura mandata	300 °C	> 100 °C	70-100 °C
Materiale tubo	Acciaio	Acciaio	Rivestimento in plastica

2.1.4. Sistemi di accumulo

Le unità cogenerative svolgono un ruolo fondamentale all'interno delle reti di teleriscaldamento in quanto producono energia termica combinata all'energia elettrica, e se sfruttate nei momenti giusti garantiscono un grande risparmio economico.

La produzione di energia da impianti cogenerativi è più conveniente nei momenti in cui il valore del prezzo unico nazionale dell'energia elettrica è più elevato, vendendo l'energia elettrica in rete ad un prezzo più vantaggioso.

Considerando la richiesta di calore da parte delle utenze, quando la domanda è minima o nulla l'impianto cogenerativo è importante che vada comunque a massimizzare la sua produzione di energia elettrica se il prezzo nazionale rende conveniente la sua vendita. Il calore prodotto combinato all'energia elettrica è importante che non venga dissipato, ma deve essere accumulato in sistemi dedicati per ridistribuirlo alle utenze nei momenti di maggior necessità.

Accumulando l'energia termica permette di disaccoppiare la generazione dalla richiesta energetica garantendo importanti risparmi economici.

È importante che i sistemi di accumulo siano ad alta efficienza per evitare eccessive dissipazioni energetiche in ambiente.

Inoltre, le variazioni dei prezzi dell'energia accompagnati da un continuo cambiamento della domanda termica ed elettrica richiesta dalle utenze obbligano le reti di teleriscaldamento ad avere caratteristiche progettuali tali da renderle dinamiche. Gli impianti di accumulo termico garantiscono alle reti di teleriscaldamento di affrontare le rapide variazioni di prezzo e della richiesta termica.

Considerando il rendimento dei generatori di calore, per raggiungere il massimo rendimento devono lavorare in prossimità delle loro condizioni nominali. Prendendo in considerazione la curva di richiesta di calore ideale, essa si presenta con un andamento costante con valori prossimi alle condizioni nominali dei generatori di calore.

Realmente la curva di andamento della richiesta di calore presenta dei picchi sia stagionali che giornalieri. Durante il periodo invernale la richiesta è molto elevata per cause ambientali, e poi cala durante la media stagione quando le temperature climatiche raggiungono valori più elevati.

Il compito dei sistemi di accumulo è anche quello di compensare la differenza di andamento tra la curva ideale e reale, garantendo una produzione di calore abbastanza costante durante l'anno. Il calore prodotto durante la media stagione sarà accumulato e verrà utilizzato in seguito durante il periodo invernale.

Grazie ai sistemi di accumulo è possibile installare una potenza nominale complessiva dei generatori inferiore al picco di potenza richiesta, facendo fronte all'energia richiesta nei momenti di picco grazie all'energia termica accumulata.

Accoppiare i sistemi di accumulo risulta dunque molto vantaggioso in quanto lo sfruttamento del calore accumulato dà la possibilità di far fronte alle rapide variazioni della domanda di calore.

L'accumulo centralizzato permette di ridurre la portata circolante nei tubi nei momenti in cui la richiesta di calore è massima, dando la possibilità di installare diametri dei tubi inferiori. Assicura quindi un consumo energetico inferiore per il pompaggio, riducendo in modo sostanziale i costi operativi che nelle reti di teleriscaldamento rappresentano l'1% dei costi totali.

Sistemi di accumulo installati in reti di teleriscaldamento già esistenti danno la possibilità al sistema di far fronte ad una potenza di calore richiesta maggiore e dunque sarà possibile aumentare il numero di utenze allacciate alla rete senza modificarne il suo design.

È chiaro che l'installazione di impianti di accumulo aumentano i costi di investimento iniziali. Dal punto di vista del costo del kWh si attesta che i costi legati ai sistemi di teleriscaldamento privi di accumulo siano nettamente superiore rispetto ai costi del kWh prodotto nelle reti di teleriscaldamento accoppiate a serbatoi di stoccaggio del fluido.

In fase di installazione preliminare sarà necessario considerare che l'area occupata dal sistema di teleriscaldamento aumenterà a causa dello spazio occupato dagli impianti di accumulo.

In termini di dissipazioni energetiche, la quantità di energia persa aumenta a causa delle perdite verso l'esterno che si hanno durante il periodo di accumulo.

Per quanto riguarda la legislazione relativa all'installazione di sistemi di accumulo è molto spesso ostica, e i tempi di installazione del sistema si dilatano.

2.1.5. Classificazione degli impianti di accumulo

I sistemi di accumulo utilizzati ad oggi sono differenti e vengono distinti sia per il principio fisico su cui si basano che per la durata di accumulo dell'energia. Prendendo in considerazione il principio fisico i sistemi vengono suddivisi in depositi sensibili, latenti.

La durata degli stoccaggi può variare e si differenzia in breve e lunga durata.

Lo stoccaggio di breve durata non supera la giornata e viene usato per far fronte ai picchi di richiesta di calore durante la giornata. I sistemi di accumulo di lungo termine sono in grado di immagazzinare energia per un periodo di tempo che va da qualche settimana a diversi mesi. Questi sistemi sono dedicati all'accumulo stagionale.

L'area di interesse dedicata all'accumulo può variare sulla rete. L'accumulo distribuito è dislocato in differenti aree della rete di distribuzione garantendo tempestività sulla fornitura della rete e una maggiore continuità nel servizio. L'accumulo centralizzato interessa una zona precisa della rete di teleriscaldamento e viene usata quando la capacità di accumulo è elevata.

2.1.5.1. Classificazione per principio fisico

Accumulo di calore sensibile:

L'accumulo di calore sensibile è una soluzione semplice e molto diffusa. Il processo di accumulo sensibile è basato nell'accumulare calore in un mezzo avente elevata inerzia termica. Innalzando la temperatura di un fluido diatermico o di un materiale refrattario è possibile accumulare energia nel materiale stesso come nella formula in seguito:

$$E = mc\Delta T$$

E corrisponde all'energia termica sensibile, m è la massa del materiale di stoccaggio, c rappresenta il calore specifico e ΔT è la variazione di temperatura.

Generalmente il materiale utilizzato per l'accumulo è l'acqua, che presenta ottime proprietà termodinamiche: elevata capacità termica, alta densità, elevata conducibilità termica.

In fase di accumulo l'acqua tende a stratificare termicamente, garantendo un'elevata efficienza nel processo di accumulo sensibile, e le perdite verso l'ambiente vengono ridotte.

Per ottenere una buona stratificazione è opportuno tener conto di diversi accorgimenti. Una forma allungata del serbatoio è importante per favorirne la stratificazione. La velocità di ingresso del fluido deve essere ridotta per evitare un eccessivo mescolamento del fluido stesso che riduce la differenza di temperatura per i diversi strati. Un indicatore per capire se la stratificazione è buona è tenere conto della differenza di temperatura tra le estremità del serbatoio, che deve essere di almeno 5-10 °C.

Durante accumuli di acqua ad elevate temperature è opportuno incrementare la pressione di lavoro installando delle pompe evitando che il fluido cambi di stato passando allo stato di vapore.

Avendo l'acqua che funge sia da mezzo d'accumulo che da fluido termovettore è possibile omettere scambiatori di calore e inviando direttamente in rete il fluido termovettore. Scambiatori di calore aggiuntivi nella rete aumentano sia le perdite di calore che i costi di installazione.

Accumulo di calore latente

L'accumulo di calore latente garantisce un'elevata densità energetica dando la possibilità di immagazzinare una maggior quantità di calore a parità di volume utilizzato rispetto all'accumulo di calore sensibile.

Durante lo scambio di calore latente la differenza di temperatura che si verifica durante il cambio di fase è minima riducendo le irreversibilità del processo.

La scelta del materiale si basa sulla valutazione di una serie di caratteristiche termodinamiche:

- La temperatura raggiunta durante il cambiamento di fase
- Per garantire densità energetiche di durante l'accumulo elevate è necessario che il calore latente indurante il cambiamento di fase di elevata
- Elevata capacità termica garantita da un'elevato calore specifico
- Conducibilità termica elevata
- Entrambi le fasi è opportuno che presentino elevate conduttività, così da garantire potenze di scambio elevata in fase di carica e scarica

Proprietà fisiche:

- Per elevati salti di pressione è opportuno che durante il cambio di fase ci siano ridotte variazioni sulla densità e il volume.
- Per aver capacità termiche elevate la densità del materiale utilizzato per l'accumulo dev'essere elevata.
- Alle temperature operative minime è necessario avere un basso sotto raffreddamento

- Deve mantenere condizioni fisiche abbastanza costanti dopo diversi cicli di carica scarica.

Proprietà chimiche

- Stabilità chimica;
- Chimicamente stabile con i materiali costruttivi;
- Non deve essere tossico o infiammabile;
- Economiche;
- Facilmente reperibile sul mercato;
- Costi di approvvigionamento ridotti.

La temperatura ideale di accumulo deve sempre essere compresa tra la temperatura della linea di mandata e la temperatura della linea di ritorno.

Durante l'erogazione dell'energia accumulata verso la rete di trasmissione è possibile che il sistema abbia bisogno di attingere a fonti energetiche per far fronte al picco di carico richiesto.

I sistemi che sfruttano l'accumulo di calore latente sono attualmente meno competitivi rispetto alle tecnologie tradizionali che sfruttano calore sensibile, in quanto meno costose dal punto di vista delle installazioni su larga scala. In futuro i costi legati ai sistemi di accumulo sono destinati a calare e saranno così maggiormente utilizzate.

Generalmente il mezzo di contenimento utilizzato per l'accumulo del calore sono serbatoi costituiti da una miscela di ghiaia e acqua rivestita da uno strato isolante di poliuretano o fibra di vetro. Lo spessore del serbatoio varia al variare delle spinte generate dal fluido verso la parete e quindi a seconda della pressione interna al serbatoio.

La quantità di calore stoccato dipende da diversi fattori, dal volume di fluido immagazzinato e quindi dalla dimensione del serbatoio. Maggiore sarà la temperatura del fluido stoccato e maggiore sarà il calore immagazzinato. È chiaro che con l'aumento delle dispersioni di energia in ambiente la quantità di energia annuale stoccata si riduce.

2.1.5.2. Classificazione per tempo di accumulo

I sistemi di accumulo vengono classificati in base al tempo di accumulo come sistemi di accumulo a breve termine e sistemi di accumulo a lungo termine.

Una differenza sostanziale tra i due sistemi è lo spazio necessario per l'intera installazione. Gli impianti di accumulo giornaliero necessitano di spazi per l'installazione inferiori, dell'ordine di 50-100 m².

Per quanto riguarda gli accumuli stagionali sono necessari spazi ben più ampi, dai 10.000 – 100.000 m². Utilizzare aree così ampie per l'installazione dell'impianto di accumulo rende difficoltosa l'applicazione dei sistemi nelle aree urbane.

Considerando l'aspetto economico, i costi di installazione legati alla tecnologia di accumulo a breve termine sono ridotti, in quanto necessita di minore materiale per l'isolamento termico.

Sistemi di accumulo a breve termine

I sistemi di accumulo a breve termine sono i più utilizzati all'interno dei sistemi di teleriscaldamento. Generalmente all'interno dei serbatoi di stoccaggio dei sistemi di accumulo a breve termine viene stoccata acqua surriscaldata a temperature superiori della temperatura di saturazione a pressione atmosferica. Quando la temperatura dell'acqua stoccata all'interno del serbatoio raggiunge o supera la pressione di saturazione pari a 100 °C essa tende ad evaporare.

Nei sistemi che sfruttano un accumulo a breve termine la pressione di esercizio che viene utilizzata è la stessa della pressione presente nella rete di teleriscaldamento.

Usare la stessa pressione di rete all'interno del serbatoio permette di collegare direttamente il serbatoio di stoccaggio alla rete di teleriscaldamento evitando così di utilizzare pompe o valvole aggiuntive per regolare la pressione.

I serbatoi di accumulo a breve termine fungono da volume aggiuntivo per la rete, utile durante gli aumenti del volume specifico dell'acqua causati da innalzamenti dei valori di temperatura nella linea di mandata. I sistemi di accumulo di breve termine quindi, vengono utilizzati come recipienti di pressurizzazione, garantendo la portata ottimale all'interno dei tubi a diverse temperature di esercizio.

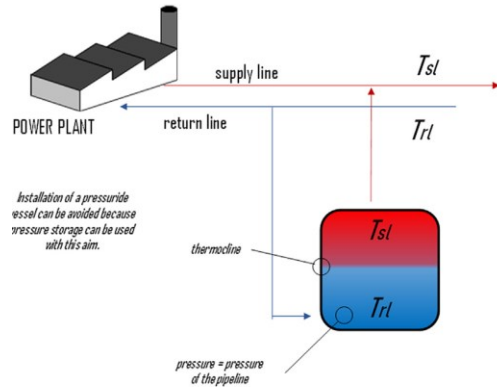


Figura 2 Sistema di accumulo di breve termine

Sistemi di accumulo a lungo termine

I sistemi di stoccaggio a lungo termine sono utilizzati principalmente nelle zone in cui il calore è disponibile in grandi quantità. La quantità di energia termica accumulata viene poi sfruttata nei momenti in cui la richiesta è elevata.

In genere questi sistemi vengono accoppiati con impianti che sfruttano il solare termico, in cui è possibile sfruttare in inverno il calore prodotto in estate.

I sistemi di accumulo stagionale vengono suddivisi in due categorie a seconda della temperatura di utilizzo, ad uso diretto e ad uso indiretto.

La temperatura del fluido di accumulo stoccato per i sistemi ad uso diretto è la stessa temperatura presente nella linea di mandata della rete di teleriscaldamento. In questi sistemi c'è la possibilità di sfruttare il fluido termovettore direttamente come mezzo di accumulo.

I sistemi di accumulo ad uso indiretto vengono utilizzati per rendere disponibile in rete calore a basse temperature. Questi sistemi vengono in genere accoppiati a pompe di calore che innalzano la temperatura del fluido prima di essere immesso in rete.

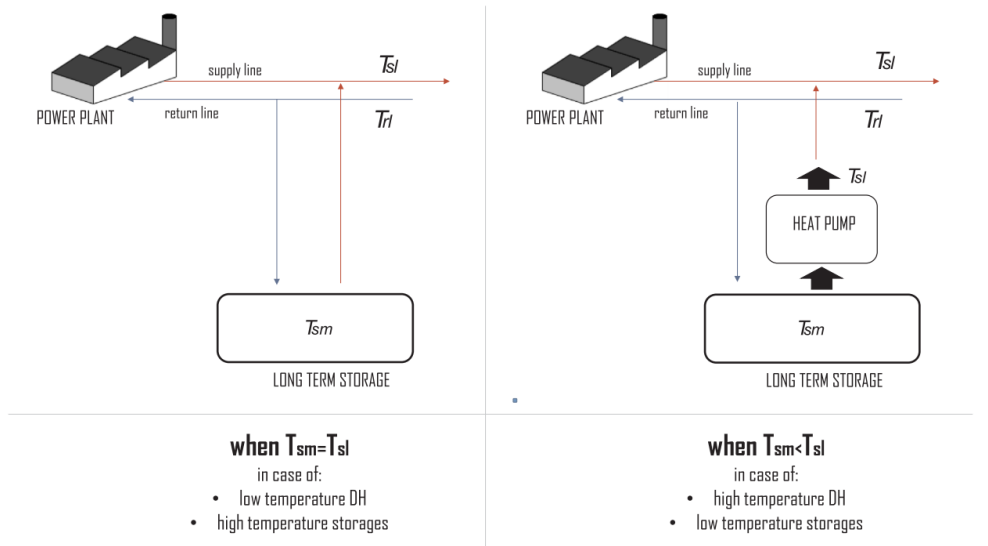


Figura 3 Confronto tra accumulo diretto e indiretto

La fase di realizzazione progettuale dell'impianto per gli impianti di accumulo stagionale risulta essere piuttosto costosa. Il serbatoio di accumulo richiede spazi ampi con un utilizzo elevato di materiale, generalmente acciaio o cemento.

Durante il lungo periodo di accumulo si verificano grandi perdite energetiche, comunque giustificate dalla grande quantità di calore che viene immagazzinata.

Il costo dell'impianto è abbastanza elevato, ma l'investimento viene ammortizzato dalla loro durata di vita utile che in genere si presta essere tra i 20 e i 30 anni.

L'installazione di questi serbatoi viene fatta in superficie o interrata.

Sono presenti diverse tecnologie nel mercato per quanto riguarda i sistemi di accumulo a lungo termine.

Stoccaggio in falde acquifere accumulo sensibile

L'acqua presente nelle falde acquifere è una risorsa utile per l'accumulo e viene sfruttata come fluido di stoccaggio ad alta temperatura. L'acqua in falda viene quindi prelevata grazie ad un sistema di pompe e valvole, viene riscaldata da sistemi di riscaldamento e reimpressa poi nella falda allo stato liquido e ad una temperatura superiore.

Le strutture rocciose che costituiscono alcune falde acquifere presentano delle ottime proprietà isolanti termicamente e idrofobiche in grado di stoccare l'acqua e mantenere una temperatura del fluido piuttosto costante per lunghi periodi garantendo un buon accumulo di calore nel tempo.

Dal punto di vista economico è molto conveniente in quanto garantisce un risparmio consistente nei materiali e manodopera utilizzata necessari per l'installazione del serbatoio di stoccaggio. I tempi di ammortamento sono piuttosto brevi e variano dai 2 anni ai 10 anni.

Le prestazioni del sistema di accumulo ad acqua di falda variano a seconda delle interferenze termiche che possono insorgere tra le diverse sezioni nel sottosuolo.

A seguito di uno studio geologico approfondito è possibile accertarsi che la falda in esame sia adatta all'accumulo di calore sensibile in quando molti fattori geologici come la struttura del terreno o la presenza di ponti termici con altri pozzi possono influire negativamente sull'efficienza del sito.

Le temperature del fluido stoccato possono raggiungere valori anche superiori ai 50°C accumulando elevate potenze termiche.

Stoccaggio sensibile in trivellazione

A seguito di un processo di trivellazione dedicato vengono installati dei tubi ad U ad una profondità di 30 – 200 metri per ridurre le dissipazioni di calore verso la superficie. Per ridurre al massimo le dispersioni termiche verso l'ambiente esterno viene inoltre installato anche uno strato isolante nella parte superiore del pozzo per impedire la risalita del calore verso l'alto.

Questi tubi vengono riempiti di fluido di stoccaggio fungendo da veri e propri serbatoi. Con questi sistemi viene sfruttata la capacità termica del terreno circostante.

Considerando il fatto che le perforazioni e i tubi installati sono molteplici, per evitare interferenze tra i pozzi è importante regolare la distanza tra le perforazioni attraverso uno studio geologico dedicato.

Questa tecnologia non è ancora matura nel mercato in quanto presenta elevati costi di installazione e tempi lunghi per il ritorno di investimento. La burocrazia e le normative che regolano questo tipo di installazioni sono ad oggi molto ostiche e i tempi necessari al completamento dei progetti sono lunghi. È chiaro che a seconda del sito di stoccaggio alcune tecnologie sono più adatte rispetto ad altre. Per esempio, considerando zone altamente popolate in cui gli spazi disponibili non sono eccessivamente elevati, i sistemi di stoccaggio a lungo termine come stoccaggio di falde acquifere o trivellazione sono più adatti grazie alle aree ridotte necessarie per l'installazione. In ogni caso per verificare le tipologie di stoccaggio più adatte per un sito è opportuno condurre un'analisi geologica dedicata sul terreno in esame.

2.2. Situazione in Europa

La commissione europea vista la crisi climatica in atto negli ha messo in atto un programma energetico finalizzato alla riduzione dei gas serra emessi in ambiente. Entro il 2050 il programma mira a raggiungere il punto di equilibrio tra la quantità di gas serra emessa in ambiente da attività antropiche e la quantità di quest'ultimi in grado di essere assorbite dall'ambiente.

Il settore del riscaldamento è un settore che emette un ingente quantità di gas serra in atmosfera. Aumentando l'efficienza di questo settore e cercando di sfruttare il più possibile l'energia rinnovabile è possibile ridurre notevolmente la quantità di gas serra emessi in ambiente.

In Europa, principalmente nella zona settentrionale l'utilizzo dei sistemi di teleriscaldamento è molto elevato a causa delle temperature più rigide.

Attualmente in Europa il teleriscaldamento sopperisce al 12% della domanda di calore da parte delle utenze. La quantità sistemi di teleriscaldamento installati sono nell'ordine di una decina di migliaia distribuite su un'area di circa 200.000 km, con una popolazione di circa 80 milioni di individui.

Ci sono però paesi in cui la percentuale di calore fornita da reti di teleriscaldamento è più elevata.

Considerando la Danimarca, circa il 65% del calore fornito alla popolazione viene trasmesso tramite l'uso di sistemi di teleriscaldamento.

Dal punto di vista dell'utilizzo degli impianti cogenerativi accoppiati alle reti di teleriscaldamento i paesi nordici europei come Norvegia, Svezia e Finlandia sono i più sviluppati.

Tra il calore totale prodotto dai sistemi cogenerativi, la quantità di calore dedicata alle reti di teleriscaldamento è il 40,9%.

Considerando la Danimarca, in particolare Copenaghen presenta il 95% del calore trasportato da reti di teleriscaldamento derivante da impianti cogenerativi, rifornendo 220.000 utenze. La maggior parte di questi impianti cogenerativi vengono convertiti da impianti a carbone a impianti a biomassa, seguendo il programma energetico europeo.

Con il tempo l'utilizzo dei combustibili solidi si è ridotto notevolmente. La maggior parte dei prodotti petroliferi sono stati sostituiti dal gas naturale e bioenergie. Le emissioni di gas serra sono diminuite nel tempo grazie alle modifiche che sono state fatte nelle fonti energetiche utilizzate. Al 2018 le emissioni di gas serra europee si prestano essere pari a 45,7 MtCO₂.

Nel grafico in seguito si può notare la variazione del mix energetico negli anni.

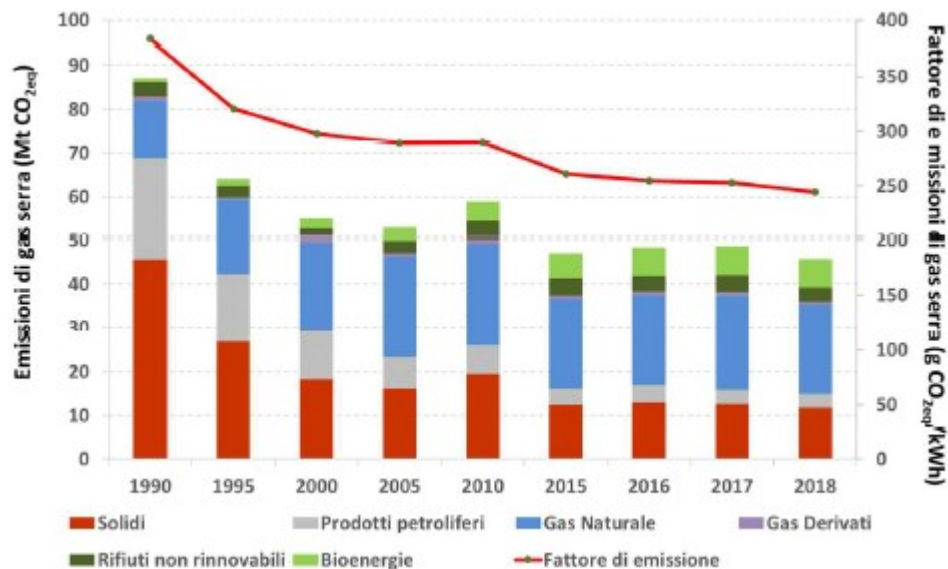


Figura 4 Variazione del mix energetico utilizzato negli anni

Chiaramente questi impianti producono importanti quantità di biossido di carbonio e richiedono dunque l'installazione di impianti di cattura della CO₂ di grossa taglia.

La tecnologia dedicata alla cattura delle emissioni di anidride carbonica è attualmente matura nel mercato e piuttosto efficiente. L'installazione di impianti di cattura e stoccaggio della CO₂ richiede investimenti importanti con una spesa di ingenti quantità di denaro. A causa dei costi importanti dietro a questa tecnologia la Danimarca non sarà in grado di rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione che si era posta in passato per il 2025, ossia quello di diventare al 100% neutrale nei confronti delle emissioni di CO₂ verso l'ambiente. In ogni caso entro il 2030 si è posta l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ del 70%.

Nella zona meridionale europea invece la penetrazione dei sistemi di teleriscaldamento dedicati alla fornitura di calore alle utenze è nettamente inferiore, ma con lo sviluppo tecnologico e la sensibilità ambientale di fronte i pericoli climatici in vista crescente, sarà sempre più utilizzata nel futuro prossimo.

La fonte energetica maggiormente utilizzata nelle reti di teleriscaldamento in Europa è la biomassa. La fonte geotermica e il solare termico sono poco sfruttati in diversi paesi. La maggior parte del calore generato globalmente negli impianti di teleriscaldamento è dedicato alle industrie, con una richiesta di

calore ad elevata temperatura. L'installazione di pompe di calore è un interessante soluzione per incrementare la temperatura di fornitura.

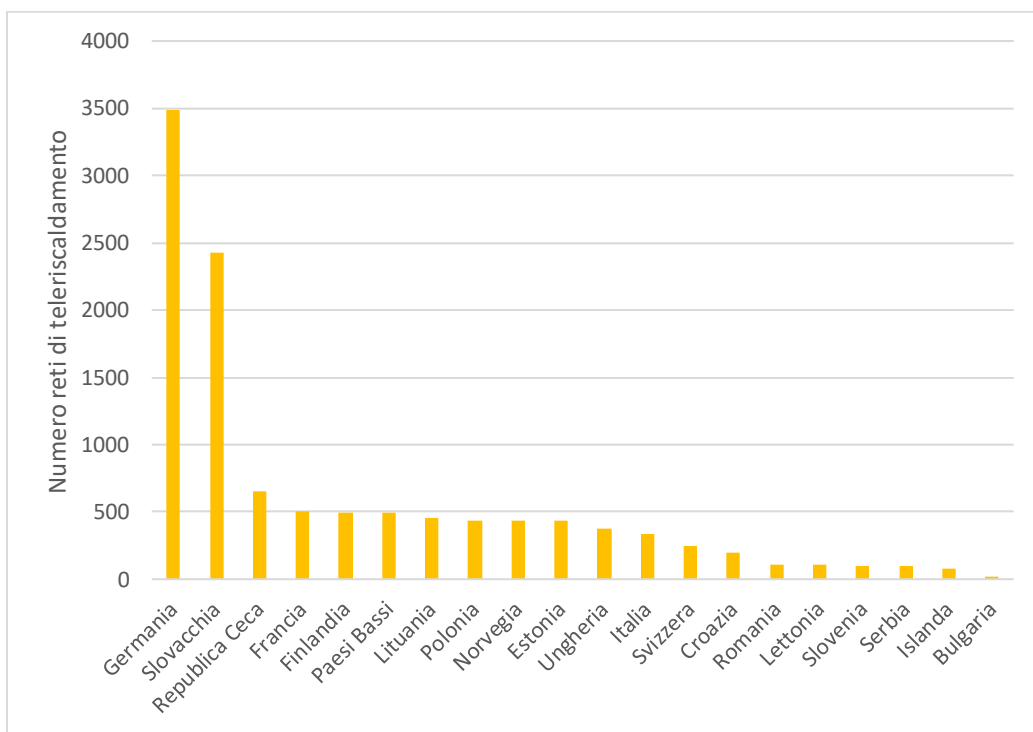


Figura 5 Quantità di sistemi di teleriscaldamento suddivisa per regione in Europa nel 2020

L'Europa è il continente che produce la maggior quantità di calore da fonti rinnovabili connesse alle reti di teleriscaldamento aggiudicandosi il titolo di leader mondiale, producendo il 75% del calore da fonti rinnovabili.

2.3. Situazione in Italia

I sistemi di teleriscaldamento in Italia sono una tecnologia ben consolidata. Attualmente in Italia sono operative più di 330 reti di teleriscaldamento, estendendosi in un'area complessiva di 5000 km², con 9,8 GW di potenza installata alla fine del 2020.

Il teleriscaldamento copre il 2% circa della domanda complessiva del settore residenziale per soddisfare il riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria da parte delle utenze.

Nei prossimi anni è prevista una crescita significativa in termini di estensione per le reti di teleriscaldamento, in quanto il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) ha esposto alla commissione europea da parte del governo italiano un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi nazionali stabiliti a favore dello sviluppo sostenibile e di risparmio energetico.

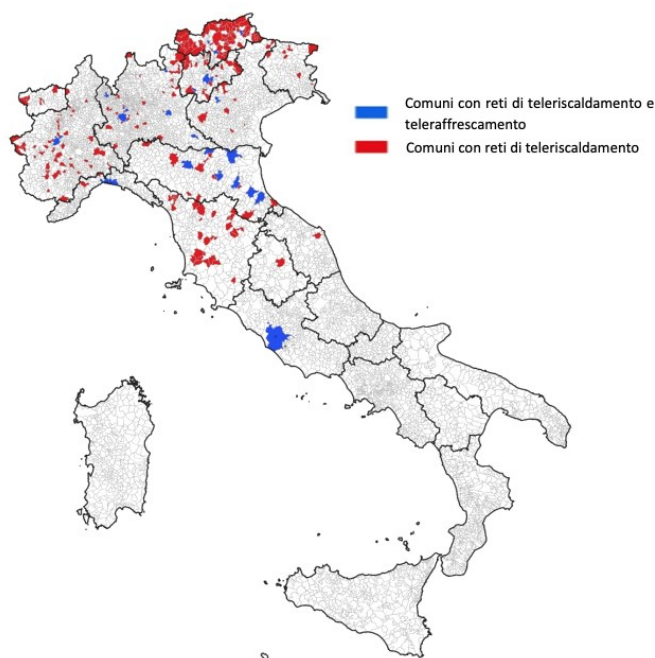


Figura 6 Diffusione delle reti in Italia alla fine del 2020

Nell'immagine sopra riportata si evidenziano sia le zone in cui sono presenti solo reti di teleriscaldamento sia le zone in cui si trovano reti di teleriscaldamento associate a reti di teleraffrescamento. È chiaro che non sono presenti reti di teleraffrescamento isolate, in quanto vengono sfruttate sia durante le stagioni estive che durante quelle invernali.

Il maggior numero di reti di teleriscaldamento è installato per il settore residenziale. Nel territorio italiano la Lombardia è la regione in cui sono state installate il maggior numero di reti e detiene il 42% della volumetria complessiva riscaldata in Italia, con un totale di circa 160 milioni di m³.

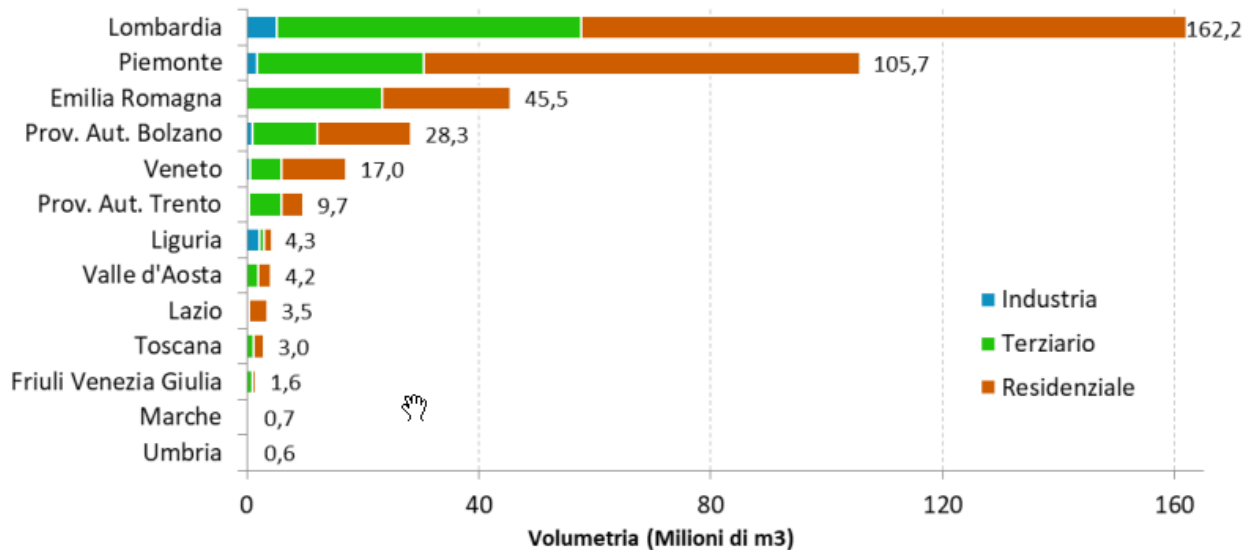


Figura 7 Volume di acqua riscaldata nelle reti di TLR per settore

Dai grafici sopra riportati si può notare che la zona climatica e la dimensione demografica incidono notevolmente sull'utilizzo delle reti di teleriscaldamento in Italia. In particolare, la maggior parte dei comuni teleriscaldati sono situati in territori con meno di 10.000 abitanti e la maggior parte delle zone teleriscaldate (95%) sono situate nelle zone settentrionali in cui le temperature ambientali sono inferiori. La diffusione delle reti di teleriscaldamento è maggiormente presente in zone con alta urbanizzazione, dove la densità abitativa è elevata che con le grandi zone industriali generano un'elevata richiesta di calore.

Il 74% del calore prodotto deriva da fonti fossili, principalmente da gas naturale. In Lombardia sono stati installati 3,4 GW di potenza termica, 2 GW dei quali sono prodotti da impianti a gas.

La quantità di CO₂ emessa in atmosfera nel 2021 causata dalla produzione di energia elettrica e calore si attesta pari al 97,8 Mt rispettivamente 85,4 legati alla generazione elettrica e 12,4 Mt relative alla produzione di calore.

Con il tempo il miglioramento tecnologico ha dato la possibilità di ridurre le emissioni di anidride carbonica nonostante ci sia stato un aumento legato alla produzione di calore.

Le perdite di calore legate alle di teleriscaldamento in Italia nel 2020 sono state pari al 18% dell'energia immessa in rete.

2.4. Obbiettivi della tesi

AGSM di Verona è una compagnia che si occupa della produzione e distribuzione di calore ai clienti allacciati alla rete di teleriscaldamento nei comuni di Verona e Vicenza. A seguito di uno studio approfondito di fattibilità sulla rete di teleriscaldamento esistente, questa compagnia ha considerato la possibilità di installare una pompa di calore ad alta temperatura nella centrale di cogenerazione di Centro Città. La pompa di calore avrà una potenza elettrica nominale di 0,75 MW, corrispondenti a 3MWt. La pompa a terreno è in grado di recuperare calore a bassa temperatura dall'acqua di falda sottostante.

L'obiettivo del presente studio è quello di evidenziare gli enormi vantaggi economici ed ambientali legati all'utilizzo di sistemi di accumulo di calore in rete e l'importanza nell'installare una pompa di calore aggiuntiva per la produzione di calore.

Nel presente lavoro è stato quindi utilizzato un codice di calcolo che ha dato la possibilità di calcolare lo scheduling di generazione ottimale sia dal punto di vista economico (massimo risparmio in termini di costi) che ambientale (massima riduzione della CO₂) dei generatori di calore collegati alla rete di teleriscaldamento.

Sono quindi state fatte due ottimizzazioni distinte, una economica e una ambientale.

Con l'analisi economica si è voluta evidenziare la convenienza in termini di costi legata all'utilizzo di sistemi di accumulo e al risparmio legato all'installazione della pompa di calore a terreno.

Inoltre, si è voluto far capire quanto sia importante in termini di emissioni mettere una tassazione sulla CO₂. Verificare quanto questa tassa porti ad un risparmio di CO₂ emessa considerando l'ottimizzazione economica.

Viene poi naturale chiedersi se ad un funzionamento di rete mirato alla riduzione dei costi operativi corrisponda una ottimizzazione legata alla riduzione della CO₂ emessa in atmosfera. Capire quindi se è possibile ottenere dai generatori di calore una configurazione tale da ottimizzare sia le emissioni di CO₂ in atmosfera che i costi operativi.

3. Problema di ottimizzazione

3.1. Ottimizzatore base e logica di funzionamento con funzione obiettivo di costo

Nel presente studio è stato utilizzato un codice di calcolo basato sulla Programmazione Lineare Intera Mista (MILP), in cui i legami tra le molteplici variabili sono descritti da equazioni e disequazioni lineari. È presente la funzione di costo che ha lo scopo di ottimizzare lo scheduling dei generatori di potenza, minimizzando così i costi legati alla produzione di energia termica da fornire alle utenze.

Le variabili sono considerate come delle costanti durante i vari time step eseguiti per arrivare alla soluzione.

Tabella 2 elenco delle variabili di ottimizzazione

Numero	Nome	Tipo	Descrizione
1	T_r	reale	Temperatura di ritorno della rete all'istante t
2	n_{chp}	intera	Numero unità CHP in funzione all'istante t
3	x_{gb}	intera	Stato on/off della caldaia gas all'istante t
4	$Q_{gb,mod}$	reale	Calore fornito dalla caldaia all'istante di tempo t superiore al calore minimo
5..9	$x_{chp,1}..x_{chp,5}$	intera	Stato on/off di ogni CHP all'istante t
10..14	$x_{su,1}..x_{su,5}$	intera	Stato accensione di ogni unità CHP: è 0 a meno che l'unità non si avvii all'istante di tempo t
15..19	$x_{sd,1}..x_{sd,5}$	intera	Stato spegnimento di ogni unità CHP è 0 senza considerare che lo spegnimento avvenga al tempo t
20	n_{hp}	intera	Numero unità HP in funzione all'istante di tempo t
21..25	$x_{hp,1}..x_{hp,5}$	intera	On/off stato di ogni unità HP all'istante di tempo t
26	Q_{hs}	reale	Calore fornito dall'accumulo centralizzato all'istante di tempo t
27	T_s	reale	Temperatura media del serbatoio di accumulo all'istante di tempo t

Come si può vedere nella tabella sopra riportata, le variabili fisiche indipendenti sono 27.

Nel caso in cui l'ottimizzatore lavorasse in un periodo di tempo pari a 24 h, ci sarebbero 24 valori diversi per ciascuna variabile, con un totale di $24 \cdot 27 = 648$ variabili.

L'equazione di bilancio energetico della rete è l'equazione lineare seguente, in cui l'indice j riportato nella formula rappresenta la j-esima ora (j-esimo time step).

$$\rho \frac{V}{2} c_p \frac{dT_r}{dt} = Q_{hs} + Q_{gb,min} x_{b,j} + Q_{gb,mod,j} + Q_{wh,j} - Q_{dem,j} - UA \left(\frac{T_{supp,j} + T_{r,j}}{2} - T_{g,j} \right) \quad (1)$$

Le variabili presenti nell'equazione di bilancio vengono definite in seguito:

V è il volume totale di acqua contenuta all'interno della rete dedicata al trasporto di calore;

La caldaia a gas invece immette il calore prodotto direttamente in rete. Il calore prodotto dalla caldaia a gas è pari alla somma tra la quantità minima di energia termica prodotta dalla caldaia in funzione $Q_{gb,min}$ (valore di potenza sotto il quale deve essere spenta) e la sua componente modulare $Q_{gb,mod,j}$; $Q_{wh,j}$ è il calore recuperato dall'acciaieria; $Q_{dem,j}$ è il calore totale richiesto dagli utenti;

UA è un coefficiente che tiene conto delle perdite di rete nei tubi;

$T_{supp,j}$ e $T_{g,j}$ sono rispettivamente la temperatura della rete nella linea di mandata e del terreno. Maggiore sarà la differenza tra queste temperature le perdite di energia in rete aumentano

Il seguente termine $\rho \frac{V}{2} c_p \Delta T$ rappresenta l'inerzia termica di rete, e garantisce alla rete di avere sia il ruolo di trasportare calore che la possibilità di immagazzinarlo nei momenti di necessità sfruttando la rete stessa come serbatoio.

Lo stato di accumulo in rete viene analizzato da un sistema di monitoraggio che verifica la temperatura assunta dalla linea di ritorno $T_{r,j}$.

Facendo gli opportuni passaggi matematici si ottiene la seguente equazione (2) in cui il calore prodotto e accumulato è pari al calore richiesto:

$$\left(\frac{\rho V c_p}{2} + \frac{UA}{2} \right) T_{r,j} - \left(\frac{\rho V c_p}{2} \right) T_{r,j-1} - Q_{hs} - Q_{gb,min} x_{b,j} - Q_{gb,mod,j} = \quad (2)$$

$$Q_{wh,j} - Q_{dem,j} - \frac{UA}{2} (T_{supp,j} - T_{g,j})$$

In questo studio l'energia termica prodotta dai motori cogenerativi e dalla pompa di calore va ad alimentare direttamente il serbatoio prima di essere immessa in rete come si nota nell'equazione (3) seguente che rappresenta il bilancio energetico del serbatoio di accumulo:

$$\left(\frac{\rho V c_p}{2} + \frac{UA}{2}\right) T_{s,j} - \left(\frac{\rho V c_p}{2}\right) T_{s,j-1} - Q_{hs} - Q_{chp,nom} n_{chp,j} - Q_{hp,nom} n_{hp,j} = UA(T_{amb}) \quad (3)$$

In cui $Q_{chp,nom}$ è il calore prodotto dagli impianti cogenerativi in condizioni di lavoro nominali; $Q_{hp,nom}$ rappresenta il calore prodotto da ciascuna pompa di calore connessa al rispettivo impianto cogenerativo; T_{amb} è la temperatura nella stazione di alimentazione dove è situato l'impianto d'accumulo.

La seguente equazione (4) si riferisce agli stati di accensione e spegnimento di ciascun impianto cogenerativo:

$$n_{chp,j} - x_{chp1,j} - x_{chp2,j} - x_{chp3,j} - x_{chp4,j} - x_{chp5,j} = 0 \quad (4)$$

$x_{chp1,j}$ assume il valore pari a 1 quando l'impianto entra in funzione operativa.

Nell' Eq. (5) sono descritti il numero degli stati di accensione e spegnimento di ciascuna pompa di calore:

$$n_{chp,j} - x_{chp1,j} - x_{chp2,j} - x_{chp3,j} - x_{chp4,j} - x_{chp5,j} = 0 \quad (5)$$

Il processo iterativo del codice di calcolo è stato fatto lavorare su un intervallo di tempo pari a 24h. Il time-step dell'ottimizzazione è fissato a 1 h. Al variare del time step è presente una variabile differente, dunque moltiplicando le variabili totali nel codice di calcolo per il numero complessivo di time step eseguiti si ottengono le variabili totali. Nel caso di 24h ottengono 648 (24h x 27 variabili) per un totale di 96 equazioni. Andando a considerare i gradi di libertà del sistema, essi si possono ottenere sottraendo al numero totale di variabili il numero di equazioni. Sono presenti quindi nel sistema un totale di 552 gradi di libertà.

Nelle equazioni (6) e (7) è espressa la potenza termica della caldaia a gas che è compresa tra $Q_{gb,min}$ e $Q_{gb,max}$. Il valore di $x_{b,j}$ è pari a 1 quando la caldaia a gas è in funzione .

$$Q_{gb,mod,j} \leq (Q_{gb,max} - Q_{gb,min}) \quad (6)$$

$$Q_{gb,max} \cdot x_{b,j} + Q_{gb,mod,j} \leq 0 \quad (7)$$

La disequazione (8) utilizza il coefficiente k_{dem} , compreso tra 0 e 1, e esprime la quantità minima di potenza termica totale fornita alla rete in ogni istante di tempo. A sinistra della disequazione è presente il calore totale generato al time step j, mentre a destra è presente la quantità di calore da trasportare alle

utenze. La disequazione impone ai generatori di produrre una quantità di calore pari o superiore alla richiesta delle utenze, escludendo il calore di scarto recuperato dalla centrale.

$$-Q_{chp,nom} \cdot n_{chp,j} + Q_{gb,min} \cdot x_{b,j} - Q_{gb,mod,j} \leq Q_{wh} - k_{dem} \cdot Q_{dem} \quad (8)$$

Per determinare l'istante di tempo in cui l'impianto cogenerativo deve entrare in produzione vengono utilizzate le disequazioni (9) e (11) che definiscono il momento in cui si verifica l'avvio dell'impianto di cogenerazione. Ciascun impianto cogenerativo viene avviato per valori di $x_{su,j}$ pari a 1.

È chiaro che vengono implementate cinque equazioni differenti, una per ogni impianto cogenerativo.

$$x_{su,j} \leq x_{chp,j} - x_{chp1,j-1} \dots x_{su5,j} \leq x_{chp,j} x_{chp5,j} \cdot x_{chp5,j-1} \quad (9)$$

$$x_{su1,j} \leq x_{chp1,j} \dots x_{su5,j} \leq x_{chp5,j} \quad (10)$$

$$x_{su1,j} \leq 1 - x_{chp1,j-1} \dots x_{su5,j} \leq 1 - x_{chp5,j-1} \quad (11)$$

Per quanto riguarda gli spegnimenti invece, le disequazioni (12) e (14) definiscono il momento in cui avviene lo spegnimento di ciascuna unità cogenerativa.

$$x_{sd1,j} \geq 1 - x_{chp1,j-1} \dots x_{su5,j} \geq x_{chp5,j-1} - x_{chp5,j} \quad (12)$$

$$x_{sd1,j} \leq 1 - x_{chp1,j-1} \dots x_{sd,j} \leq x_{chp1,j-1} \quad (13)$$

$$x_{sd1,j} \leq 1 - x_{chp1,j-1} \dots x_{5sd,j} \leq 1 - x_{chp5,j} \quad (14)$$

La disequazione 15 garantisce che la pompa di calore entri in funzione esclusivamente se anche l'impianto cogenerativo è attivo.

$$x_{hp1,j} - x_{chp1,j} \leq 0 \dots x_{hp5,j} - x_{chp5,j} \leq 0 \quad (15)$$

In fase di accumulo è necessario determinare che la temperatura media del fluido accumulato non risulti essere inferiore rispetto alla temperatura rilevata al time step precedente. È necessario evitare che in fase di accumulo i generatori di calore producano insufficiente energia.

Le disequazioni (16) e (17) assicurano che i livelli di temperatura media dell'accumulo e della temperatura nella linea di ritorno non siano inferiori ai valori legati al time step precedente. Vincolo necessario per evitare che i livelli energetici della rete e del serbatoio siano minori di quelli presenti al time step precedente.

$$T_{s,0} - T_{s,H} \leq 0 \quad (16)$$

$$T_{r,0} - T_{r,H} \leq 0 \quad (17)$$

La disequazione (18) definisce la quantità di calore che il serbatoio deve fornire alla rete. La differenza tra la temperatura media interna del serbatoio e la temperatura della rete nella linea di ritorno quantifica, grazie all'utilizzo di un coefficiente di scambio termico k_{he} , la quantità di calore che la linea di ritorno deve ricevere dal serbatoio.

$$Q_{hs} - k_{he} * (T_{s,j} - T_{r,j}) \leq 0 \quad (18)$$

Per minimizzare i costi legati alla produzione di calore prodotto dai sistemi di generazione è stata elaborata la funzione obiettivo di costo (19), riportata in seguito:

$$\begin{aligned} & \sum_{j=1}^H \left(Q_{chp,nom} \left(\frac{c_{gas}}{\eta_{chp}} - P_{el,sell} \delta + c_{man,chp} \right) \right) \mathbf{n}_{chp,j} + \\ & + \left(Q_{hp,nom} \left(\frac{(p_{el,sell} + a_{hp})}{COP} + c_{man,hp} \right) \right) \mathbf{n}_{hp,j} + \left(Q_{gb,min} \left(\frac{c_{gas}}{COP} + c_{man,gb} \right) \right) \mathbf{x}_{b,j} + \\ & + \left(\frac{c_{gas}}{\eta_{gb}} + c_{man,gb} \right) \mathbf{Q}_{gb,mod,j} + c_{wh} Q_{wh,j} - c_{TEE} \cdot TEE \cdot Q_{wh,j} \end{aligned} \quad (19)$$

Per tenere conto dei costi operativi associati agli impianti di produzione è necessario tenere conto dei costi legati ai consumi nel mercato.

I parametri utilizzati all'interno della funzione di costo sono espressi in seguito:

c_{gas} è il prezzo del gas utilizzato dalle caldaie e i motori a combustione interna degli impianti cogenerativi;

$c_{man, chp}$ sono i costi di manutenzione di ciascun impianto cogenerativo;

$c_{man, hp}$ è il costo di manutenzione delle pompe di calore;

$c_{man, gb}$ costi di manutenzione della caldaia a gas; costi del calore recuperato dall'acciaieria.

c_{TEE} corrisponde al valore monetario di ciascun certificato di efficienza energetica. Tali costi possono essere ridotti dalla presenza dei titoli di efficienza energetica.

TEE è la quantità numerica di titoli di efficienza equivalenti a 1 MWh di calore recuperato.

$Q_{chp, nom}$ corrisponde al calore prodotto da ciascun impianto cogenerativo in condizioni nominali;

η_{chp} rappresenta l'efficienza di ciascun impianto cogenerativo;

η_{gb} è l'efficienza della caldaia a gas;

$P_{el, sell}$ è il prezzo di vendita dell'elettricità;

δ corrisponde al rapporto tra la potenza elettrica e il calore prodotto dagli impianti cogenerativi;

a_{hp} sono le accise pagate per l'energia elettrica usata nelle pompe di calore;

COP è il coefficiente di prestazione della pompa di calore;

I costi utilizzati in fase di ottimizzazione del modello come dati di input sono riportati nella tabella in seguito:

Tabella 3 Costi utilizzati nella funzione di costo

C_{gas}	32	€/MWh
$C_{\text{man,chp}}$	7	€/MWh
$C_{\text{man,hp}}$	0.5	€/MWh
$C_{\text{man,gb}}$	1	€/MWh
C_{TEE}	250	€/TEE
Produzione TEE	0.13	TEE/MWh
rend_{chp}	0.38	%
rend_{gb}	0.9	%
COP	3	%
a_{hp}	12,5	€/MWh

Grazie al calore che viene prodotto dai generatori ad ogni time-step l'ottimizzatore calcola la portata di massa che attraversa la rete di teleriscaldamento. Grazie alla portata circolante in rete è possibile individuare la capacità termica disponibile per l'accumulo. In questo modo grazie alla variazione della portata di massa è possibile regolare l'accumulo di calore in rete. L'accumulo in rete assieme all'accumulo nei serbatoi garantiscono una ottimizzazione del sistema dal punto di vista economico. Avendo una quantità di accumulo disponibile maggiore è possibile disaccoppiare la generazione di calore dalla richiesta energetica.

I costi operativi del sistema vengono ottimizzati ad ogni time-step sulla base dei dati di richiesta termica resi disponibili dal gestore di rete (AGSM) per il 2020 e dei prezzi del mercato nazionale unico PUN resi disponibili dal gestore dei mercati energetici (GME).

La temperatura nella linea di ritorno della rete è una variabile di output che viene aggiornata ad ogni time-step. Questa temperatura è utilizzata dall'ottimizzatore per aggiornare lo stato della rete al time-step successivo.

La portata di massa viene regolata grazie all'utilizzo delle valvole di by-pass distribuite in differenti punti strategici della rete, che variano la sezione di passaggio della sezione della rete.

Per calcolare la portata di massa circolante in funzione dall'apertura delle valvole viene utilizzata la seguente formula:

$$G_{tot} = \frac{\alpha Q_{gen} + (1 - \alpha) Q_{dem}}{c_p (T_{supp} - T_r)} \quad (20)$$

L'equazione (20) evidenzia il fatto che la portata di massa circolante sulla rete è funzione sia del calore prodotto dalle centrali di generazione sia dalla richiesta di calore da parte delle utenze.

Per un valore del coefficiente alfa nullo, il valore di portata di massa dipende esclusivamente dalla richiesta termica. Viceversa per un valore di alfa pari a 1 la portata di massa dipende solamente dalla scelta del controllore di bypass.

3.2. Modifica dell'ottimizzatore con l'inserimento della pompa di calore a terreno

AGSM Verona si è imposta come obiettivo la riduzione dell'utilizzo degli impianti di generazione alimentati da fonte fossile, incrementando la quantità di energia termica prodotta da fonte rinnovabile. In questo modo ha deciso di procedere con l'installazione di una pompa di calore a terreno ad alta temperatura nella centrale di cogenerazione di Centro Città. La pompa di calore utilizzerà l'energia elettrica prodotta dai motori cogenerativi per funzionare, prelevando il calore dalla falda sottostante.

La pompa di calore, nel presente studio, è stata impostata per inviare direttamente il calore alla rete di teleriscaldamento.

La variabile del calore prodotto dalla pompa $Q_{hpground}$ nel codice di calcolo è stato quindi inserito direttamente nell'equazione di bilancio della rete.

I diversi parametri e vari dati tecnici che sono stati utilizzati sono stati presi dal documento redatto da AGSM "pompa di calore ad alta temperatura a servizio della centrale di teleriscaldamento di centro città".

Il COP assegnato alla pompa di calore è stato considerato costante e pari a 3, in quanto generalmente queste pompe lavorano in modalità operativa on-off.

La potenza nominale della pompa di calore è impostata pari a 0,75 MW.

Per tenere conto dei costi legati alla potenza elettrica prodotta dalla pompa è stato attribuito un costo unitario al kW/h e inserito nella funzione obiettivo di costo che andrà poi a minimizzare i costi operativi dell'impianto.

3.3. Funzione obiettivo ambientale

La funzione obiettivo ambientale è espressa dalla seguente equazione (21), e ha lo scopo di minimizzare la CO₂ prodotta dal sistema:

$$\sum_{j=1}^H (F_{chp} \cdot Q_{chp,nom} \cdot n_{chp,j} + F_{hp} \cdot Q_{hp,nom} \cdot n_{hp,j}) + \quad (21)$$

$$+(F_{hpground} \cdot Q_{hpground,nom} \cdot n_{hpground,j} + F_{gb} \cdot Q_{gb,min} \cdot x_{b,j} + F_{gb} \cdot Q_{gb,mod,j})$$

Grazie ai seguenti fattori di emissione F_{gb} , $F_{hpground}$, F_{hp} , F_{chp} è possibile quantificare la quantità di tonnellate di CO₂ emesse dal sistema.

I fattori di emissione dei combustibili utilizzati all'interno della funzione ambientale sono stati calcolati considerando il contenuto di carbonio e il potere calorifico dei combustibili utilizzati.

Per quanto riguarda il gas naturale la SNAM Rete Gas, che è il principale operatore di rete, analizza i contatori degli operatori e quantifica effettivamente la quantità di gas utilizzato.

Per quanto riguarda i composti chimici di cui il gas è formato non è ben definita per tutta la quantità importata in Italia. È tema di indagine, vengono fatte molteplici analisi ed è possibile stimare il quantitativo di carbonio presente, e dunque il suo fattore di emissione.

Per l'olio combustibile la sua composizione è stata ricavata da dati storici disponibili in letteratura. Questi dati combinati a quelli ricavati da analisi eseguite da Enel hanno portato ad ottenere una buona stima dei fattori di emissione.

Relativamente al combustibile solido, la maggior parte di esso è di origine estera in Italia. Il ministero dello sviluppo Economico fa in modo di rendere disponibile le quantità che vengono importate anno per anno. In merito la quantità di carbonio contenuto nel combustibile solido, essa è molto variabile. Il contenuto varia sia con l'umidità che con il contenuto di ceneri. Fare un'accurata stima del contenuto di carbonio contenuto nei combustibili solidi è quindi molto difficile.

Nel processo di combustione influisce molto lo stato di ossidazione del processo. I coefficienti di ossidazione dei combustibili che partecipano alla reazione sono stati quantificati in accordo con le linee guida IPCC 2006. Secondo questo regolamento se non sono presenti abbastanza informazioni il fattore di ossidazione legato ai combustibili si attesta pari a 1.

Nella tabella sotto riportato in seguito è evidenziato l'andamento dei fattori di emissione della CO₂ negli anni, a partire dal 1990 per la produzione di energia elettrica lorda relativamente alle emissioni di CO₂

per la produzione di calore considerando tutti gli impianti di produzione, al netto degli apporti da pompaggio.

Tabella 4 Fattori di emissione della produzione elettrica e di calore (g CO₂/kWh)

Anno	Produzione elettrica lorda
1990	592.2
1995	561.3
2000	515.6
2005	447.4
2006	440.5
2007	434.8
2008	419.7
2009	390.6
2010	378.2
2011	366.5
2012	359.9
2013	316.6
2014	303.4
2015	311.8
2016	303.4
2017	298.8
2018	281.4
2019*	273.3
2020	273.3
2021	273.3

Tra il 2007 e il 2014 c'è stato una notevole corsa verso l'impiego delle rinnovabili come fonti di generazione di energia elettrica e calore. L'aumento dell'utilizzo di fonti rinnovabili ha reso possibile una marcata riduzione negli anni dei fattori di emissione.

Dal 2015 in poi c'è stato una modifica importante nel mix energetico utilizzato. Si è passati verso un maggior utilizzo di gas naturale, riducendo così l'uso dei combustibili solidi.

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ legate agli impianti sfruttati come generatori di calore nella rete di teleriscaldamento di Verona sono riportati nella tabella in seguito i valori utilizzati in fase di calcolo.

Tabella 5 Fattori di emissione della produzione elettrica e di calore (g CO₂/kWh)

Impianto di produzione	Fattore di conversione
Cogenerativo F _{chp}	190
Pompa di calore F _{hp}	60
Pompa di calore a terreno F _{hpg}	90
Caldaia a gas F _{gb}	200

Alla quantità di CO₂ emessa in atmosfera è associata una tassa ambientale. Questo costo viene considerato nell'ottimizzatore che ne tiene conto nel post sassing, quando il codice di calcolo ha concluso il processo iterativo. Dunque, a seguito del calcolo dello scheduling ottimale dei generatori e nota la quantità di CO₂ totale emessa in atmosfera è possibile quantificare il costo totale che considera anche la tassazione sulla CO₂.

Sono stati considerati diversi prezzi legati alla tassazione sulla CO₂, questo per tenere conto del fatto che con il tempo i prezzi legati alla tassazione sulla CO₂ variano. Nel tempo l'andamento dei prezzi ha avuto un aumento progressivo, e è interessante osservare di quanto il costo totale aumenta all'aumentare della tassazione sulla CO₂.

4. Caso studio

È stato preso in considerazione il caso studio della rete di teleriscaldamento di Verona di Centro Città. Nell'immagine sottostante è riportata la configurazione della rete analizzata.

La rete si estende per una lunghezza complessiva di 25 km fornendo calore ad un volume totale pari a 652 m³ di acqua, finalizzato al riscaldamento degli ambienti e alla produzione di acqua calda sanitaria per 247 utenze.

È stato quantificato che, attualmente il calore totale necessario per soddisfare la richiesta termica di tutte le utenze si attesta pari a 70 GWh/anno.

La richiesta di calore delle utenze chiaramente non presenta un andamento costante, ma bensì i picchi di carico riscontrati durante l'arco dell'anno sono dell'ordine di 38 MW.

All'interno della rete sono presenti diverse sottostazioni, che collegano le utenze alla rete di teleriscaldamento. Le utenze sono rappresentate da pallini di colore blu, mentre per quanto riguarda le stazioni dedicate alla produzione di potenza sono rappresentate da punti di colore verde.

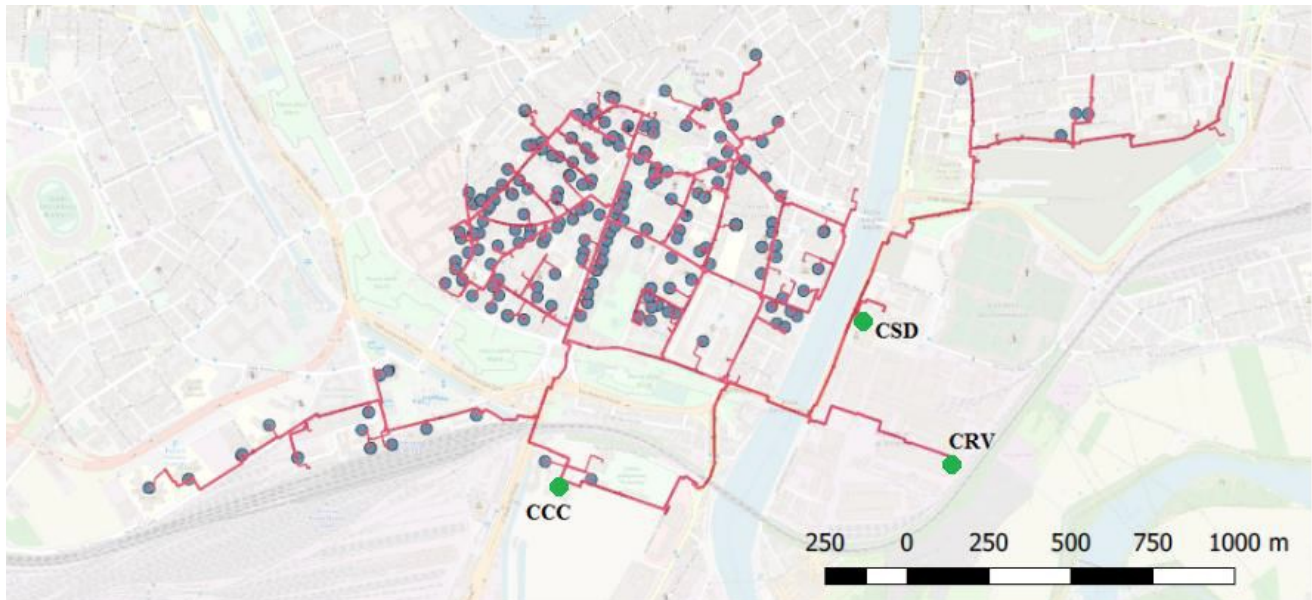


Figura 8 Planimetria della rete di TLR di Verona Centro Città

Le centrali di produzione sono 3 con una potenza installata e una logica di funzionamento diversa tra loro. La principale stazione è la centrale di centro città “CCC”. Essa produce calore grazie all’installazione di cinque impianti cogenerativi “CHP”, una pompa di calore (alimentata dal circuito frigorifero del CHP), e tre caldaie a gas ausiliarie. La taglia di potenza totale della centrale CCC è di 37 MW termici.

Le altre due stazioni, secondarie in termini di potenza, sono l’acciaieria e la caldaia a gas. L’acciaieria dà la possibilità di sfruttare il calore di scarto associato ai processi di produzione mentre la caldaia a gas aggiuntiva è stata installata per avere disponibile una potenza termica superiore in grado di far fronte ai picchi di potenza richiesta dalle utenze.

Tabella 6 Potenza termica ed elettrica installata nelle stazioni di rifornimento

Stazioni		Unità	Potenza installata
CCC	CHP: motori a combustione interna a gas	5	11 MWt (11.25 MWe)
	HP: pompa di calore	5	2.02 MWt
	GB: caldaia a gas	3	25.5 MWt
CRV	WH: calore recuperato da Acciaierie	1	1.1 MWt
CSD	GB: caldaia a gas	3	3.4 MWt

La temperatura di rete nella linea di mandata è stata impostata pari a 80 °C. La temperatura può essere regolata grazie all’installazione di un sistema di automazione posto nella centrale di centro città. Questo sistema garantisce un controllo ottimale del gruppo caldaie, regolando i cicli di accensione e spegnimento di ciascuna caldaia a seconda della richiesta di calore.

Nella centrale CCC è presente un sistema di sensori in grado di monitorare la differenza di pressione presente tra la linea di mandata e quella di ritorno. Il sistema è impostato per mantenere dei valori di pressione differenti a seconda delle portate circolanti in rete. Durante il periodo estivo, in cui le portate sono ridotte, la differenza di pressione è impostata pari a 1,5 bar.

In inverno, dove le portate di acqua nella rete sono superiori, è capace di raggiungere i 6,0 bar. Per valori di portata inferiori, come si nota dal grafico seguente la pressione assume i valori intermedi.

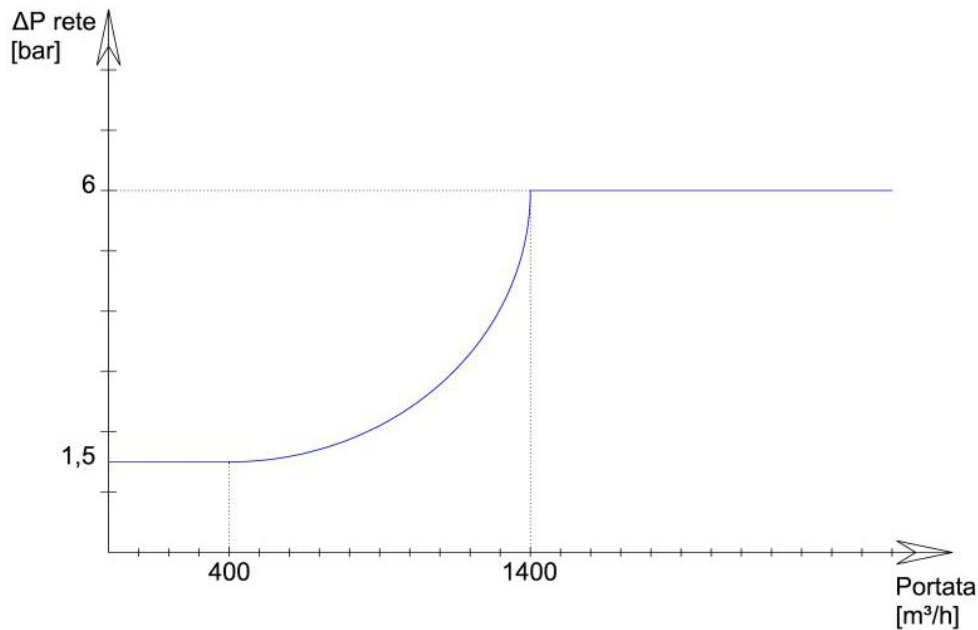


Figura 9 ΔP di rete in funzione della portata circolante

Nella CCC, quando la pressione raggiunge valori inferiori al valore limite, le centrali di recupero del calore di scarto ADV-Pittini (CRV) e le caldaie a gas (CSD) possono soddisfare autonomamente i carichi termici, arrestando quindi le pompe di circolazione principali presenti nella CCC.

La Centrale Sede AGSM-CSD dà così la possibilità alle utenze che hanno accesso al calore trasportato dalla rete cittadina di teleriscaldamento di ricevere energia termica prodotta dalle tre caldaie a servizio della sede AGSM, per tutto l'arco dell'anno. Le 3 caldaie installate hanno una potenza installata totale di circa 3 MWt (due caldaie da 1,2 MWt e una caldaia da 0,6 MWt).

Nella centrale CSD sono state installate due pompe di potenza pari a 7,5 kWe, in grado di fornire l'energia necessaria alla rete di fornire calore nonostante le pompe presenti nella centrale CCC siano spente. Lo scambiatore di calore a piastre da 3 MWt è presente per trasferire il calore prodotto dalle caldaie al fluido termovettore presente nella rete di teleriscaldamento.

Riassumendo il ruolo di ciascuna centrale, si può dire che la centrale CSD è generalmente impiegata come centrale di supporto. Durante il periodo invernale entra in aiuto alla CCC mentre in estate con la CCC spenta collabora con la centrale CRV. Nel malcapitato caso in cui il calore di recupero non fosse disponibile a causa di una rottura o di una manutenzione, la centrale CSD funge da centrale di riferimento.

Per quanto riguarda il calore recuperato dall'acciaieria, nel 2018 è stata installata una potenza aggiuntiva pari a 2,5 MW portando la centrale da 1 MW a 3,5 MW. Sono stati eseguiti differenti interventi di efficientamento sugli scambiatori di calore.

È chiaro che la quantità di potenza recuperata dall'impianto dipende fortemente dal ciclo produttivo dell'azienda stessa e durante l'anno è possibile riscontrare variazioni improvvise del calore disponibile. Stimando la produzione di calore dalla centrale di recupero si evince che nell'arco di un intero anno è possibile recuperare circa 11000 MWh termici all'anno di energia termica, circa pari al 15% della richiesta di calore totale.

5. Metodo

5.1. Scelta dei periodi di riferimento

La mole dei dati analizzati per tutto l'arco dell'anno è molto elevata. I dati considerati vanno dalla potenza termica al prezzo dell'energia elettrica e molti altri. Il codice di calcolo se dovesse elaborare tutti i dati presenti avrebbe tempi di risoluzione molto elevati. È importante dare la possibilità al codice di calcolo di ridurre i tempi necessari per arrivare ad una soluzione concreta e per far questo vengono scelti dei periodi nell'anno che siano rappresentativi per tutto il periodo considerato in termini di richiesta termica delle utenze.

Chiaramente nel corso dell'anno per diversi motivi la domanda di calore varia molto, dunque è importante seguire un metodo rigoroso per arrivare alla scelta più corretta dei periodi di riferimento.

Come consigliato dal dott. Van Der Hejide et al. è possibile prendere come riferimento alcune giornate tipo che rappresentano correttamente l'andamento del teleriscaldamento durante tutto l'arco dell'anno.

La curva di carico dell'anno esprime per quante ore una determinata potenza è stata richiesta durante l'arco dell'anno. Da questa curva sono stati scelti 2 intervalli di potenza termica corrispondenti ad una determinata stagione. Il primo intervallo di potenza è compreso tra il valore massimo e i 14 MW di picco corrispondente al periodo invernale. Per quanto riguarda il periodo di mezza stagione è stato considerato un intervallo di potenza che va dai 14 MWt ai 3 MWt.

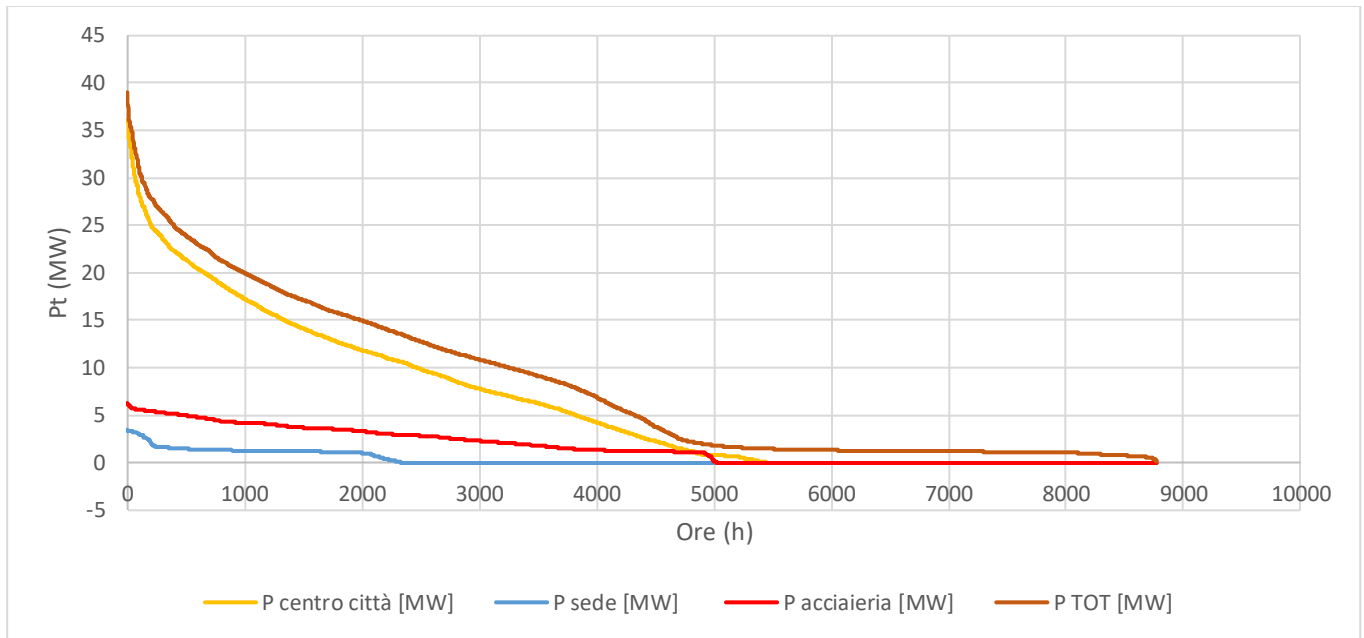


Figura 10 Curva di durata della potenza erogata dalle centrali

Nella presente analisi è stato trascurato il periodo estivo al quale corrisponde una domanda di calore piuttosto infima. Il periodo estivo che sarebbe stato costituito da carichi termici inferiori ai 3 MWt rendevano l'analisi piuttosto insignificante.

Dopo aver individuato la durata dei periodi considerati si è scelto di analizzare come periodo invernale il periodo tra la seconda metà di novembre e i primi di marzo, mentre come periodo di mezza stagione è stato considerato compreso da marzo fino a fine maggio.

Fra questi due periodi sono state individuate delle settimane di riferimento contenute in tali periodi che potessero rappresentare in maniera verosimile la richiesta nell'anno.

Per la scelta di questi periodi rappresentativi è stata seguita la seguente metodologia:

- 1 È stato calcolato il profilo medio del carico termico per l'intero periodo (estivo o invernale).
- 2 Si è calcolato e graficato il profilo medio del carico termico per ogni mese considerato. Confrontando i grafici di questi profili medi con il profilo termico medio di tutto l'anno è stato possibile individuare dai grafici risultanti i mesi più rilevanti per essere selezionati come periodi rappresentativi. I mesi di maggior interesse per il periodo invernale sono stati dicembre-febbraio mentre per il periodo estivo aprile-maggio.
- 3 I mesi più rilevanti sono stati analizzati più nel dettaglio, calcolando il profilo medio per ciascuna settimana.

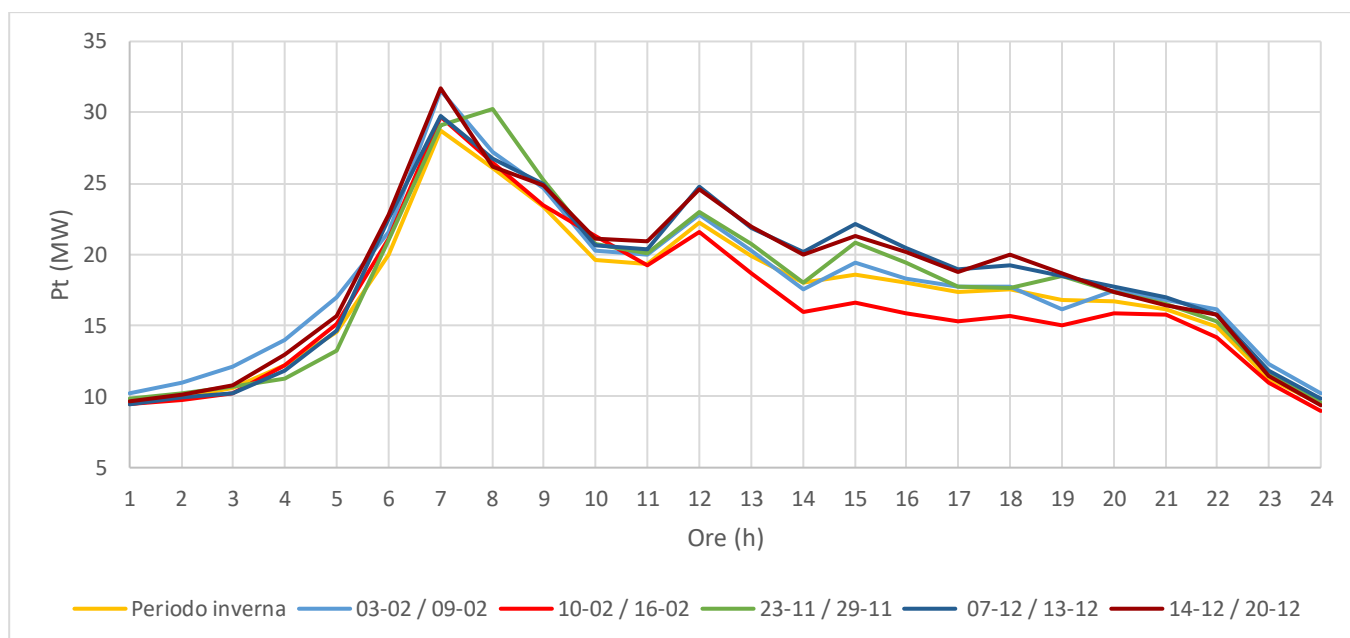


Figura 11 Media delle settimane più rilevanti nel periodo invernale

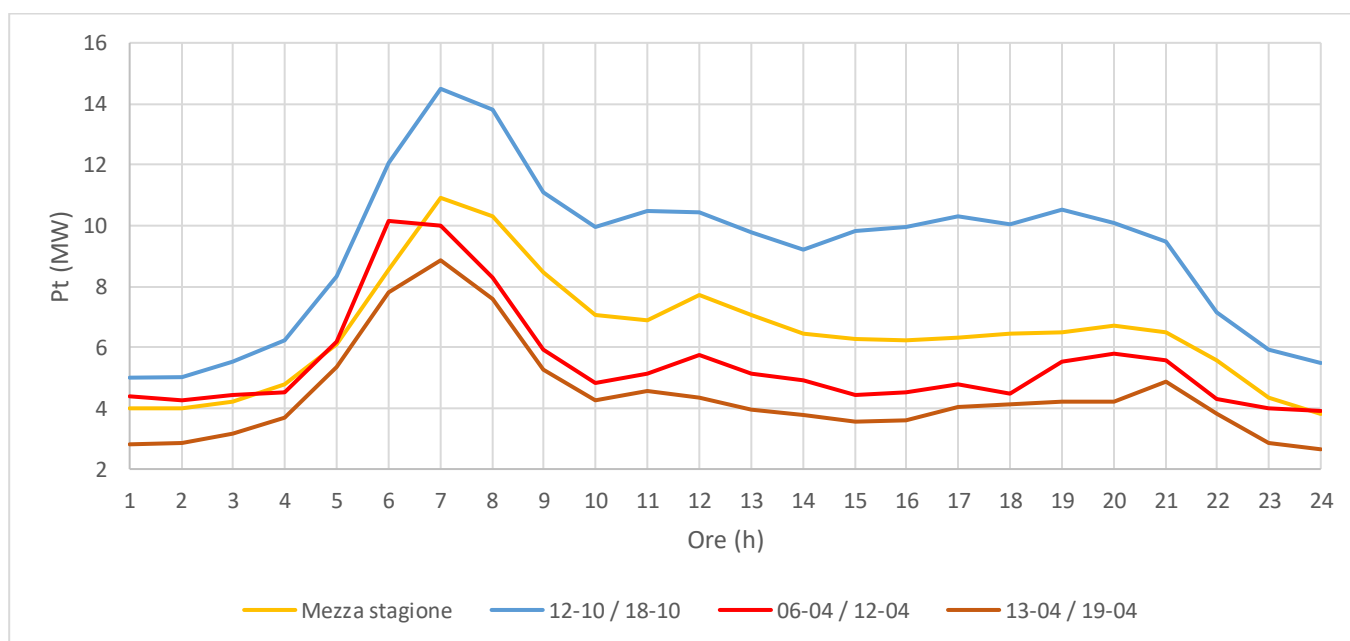


Figura 12 Media delle settimane più rilevanti nel periodo estivo

4 Oltre che a un confronto visivo, è stato fatto un confronto analitico andando a calcolare la differenza tra il profilo di carico medio dell'intero periodo con il profilo medio delle settimane considerate. È

stata scelta la settimana di riferimento individuando il profilo medio settimanale che più approssima il profilo medio calcolato al primo punto.

- 5 Oltre che la richiesta termica, è importante considerare anche il prezzo dell'energia elettrica. Si è quindi verificato che anche che il profilo del PUN sia rappresentativo in questi periodi individuati. Anche per il prezzo dell'energia elettrica si è fatto un confronto grafico fra il profilo della settimana di riferimento con il profilo medio dell'intero periodo (estivo o invernale).
- 6 Per rendere ancora più approssimativa l'analisi sono stati scelti due giorni rappresentativi per ciascuna settimana di riferimento, uno infrasettimanale e uno nel fine settimana, scegliendo il giorno infrasettimanale che più si avvicina alla media dell'intero periodo stagionale. Nel fine settimana è stata scelta la domenica, in quanto presenta un comportamento che si distacca maggiormente dagli altri giorni.

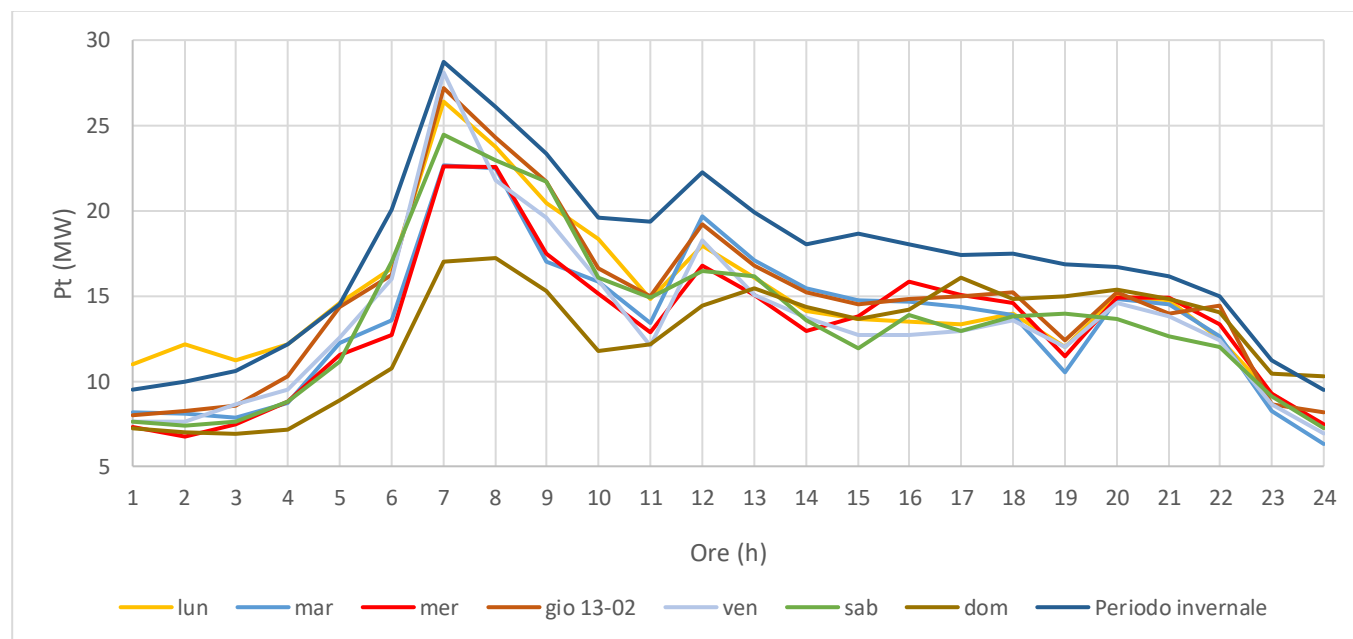


Figura 13 Confronto profili dei giorni della settimana rappresentativa di febbraio con media invernale

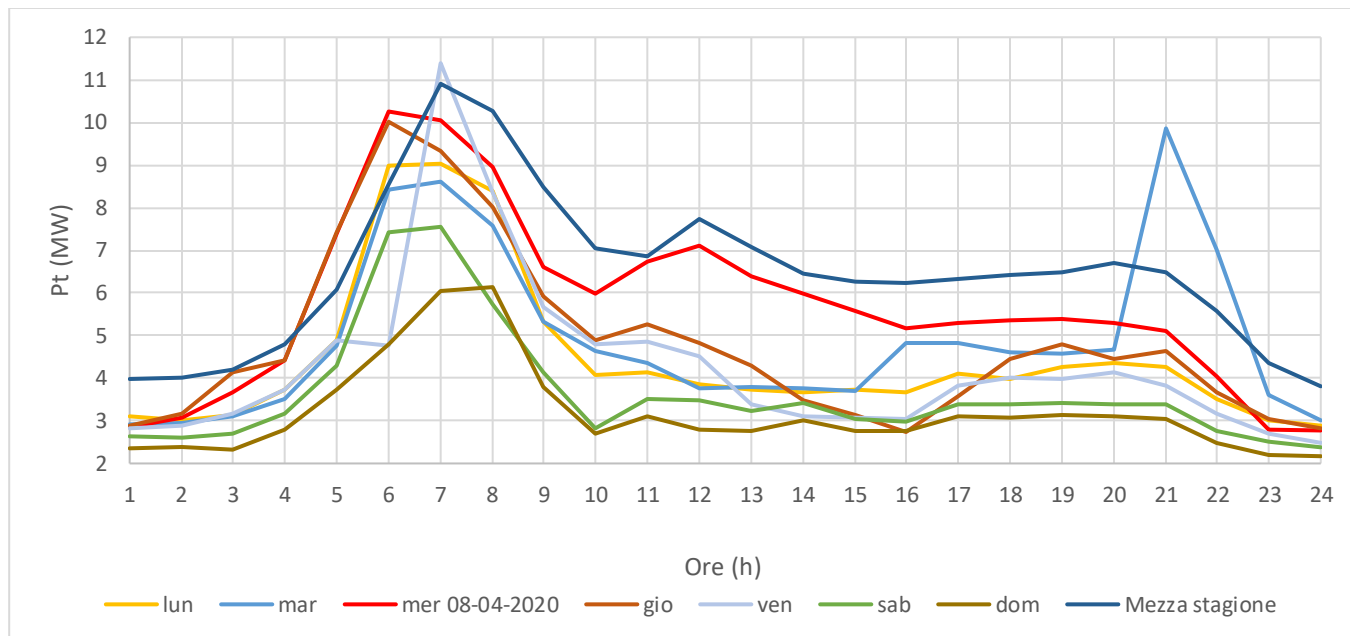


Figura 14 Confronto profili giorni della settimana rappresentativa di aprile con media mezza stagione

Dopo aver individuato i giorni rappresentativi del carico termico per l'intera stagione, è stato analizzato l'andamento del PUN relativo a quei giorni verificando che fosse anch'esso rappresentativo.

I periodi rappresentativi individuati con la metodologia sopra riportata sono:

Anno 2020

- Settimana invernale dal 10 al 16 febbraio. Il range del carico termico varia da 35,5 MWt a 8 MWt, con un valore medio di 16,5 MWt.
- Settimana di media stagione dal 13 al 19 aprile. L'intervallo di carico termico varia da 1 MWt a 5,9 MWt, con un valore medio di 2,3 MWt.

Il carico termico considerato per il 2021 è pari alla curva di carico corrispondente al 2020. Analizzando il prezzo dell'energia elettrica relativo al 2021 si è scelto un periodo rappresentativo differente:

Anno 2021

- Una fredda settimana invernale dal 8 al 14 febbraio.
- Una settimana in media stagione dal 12 al 18 aprile.

Nel tempo il prezzo dell'energia elettrica è cresciuto notevolmente. Confrontando l'andamento dei prezzi relativo al 2020 con quello del 2021 nel grafico sotto riportato si evidenzia il fatto che il prezzo medio si è alzato di circa 10 €/MWh.

La causa di questo aumento è in primo luogo dovuto al fatto che i consumi elettrici sono aumentati e il costo di produzione dell'energia elettrica legate alle centrali di produzione da fonte fossile è cresciuto. Anche gli altri mercati europei hanno influito, in quanto il prezzo all'ingrosso di questi mercati è quanto cresciuto anch'esso notevolmente.

Questo ingente aumento ha dato modo al motore cogenerativo di vendere in rete l'energia elettrica prodotta ad un prezzo più conveniente incrementando la fonte di guadagno. È da considerare il fatto che nell'anno 2021, l'installazione del motore cogenerativo garantisce una convenienza economica maggiore rispetto all'anno precedente.

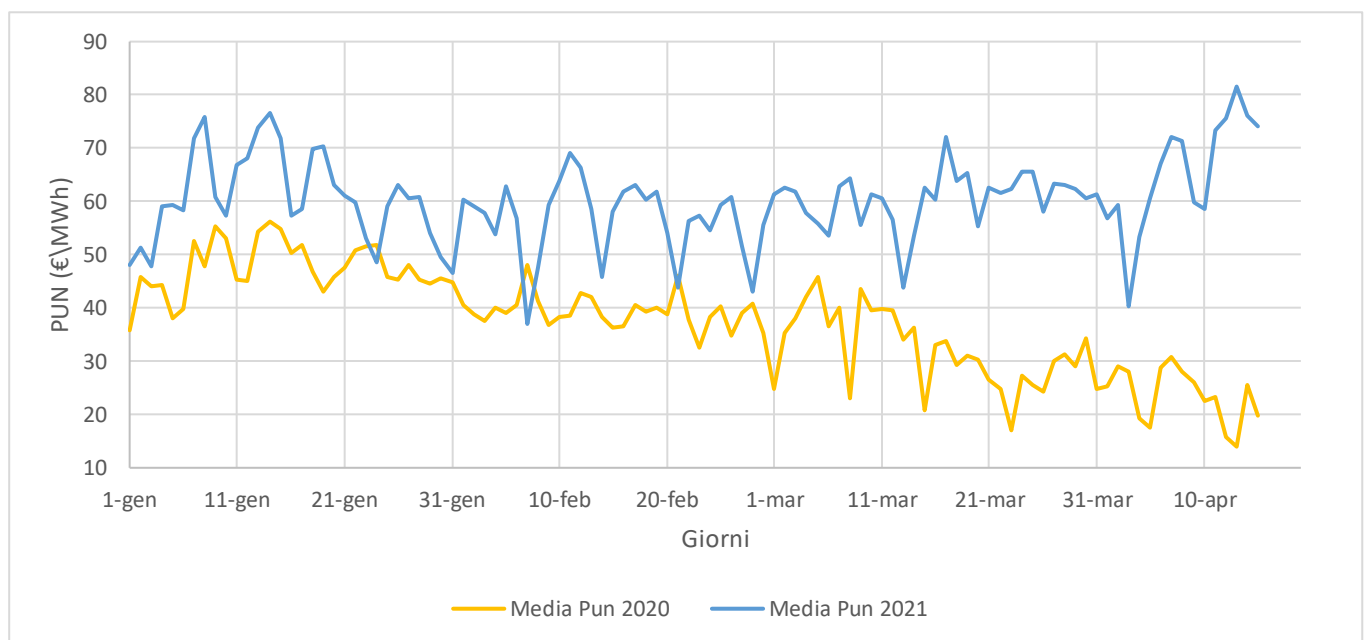


Figura 15 Confronto profilo del PUN relativo agli anni 2020-2021.

Per quanto riguarda la richiesta termica graficata in seguito, è evidente che la richiesta per il mese di febbraio è maggiore rispetto alla richiesta termica di aprile. I picchi di richiesta termica per i giorni infrasettimanali sono superiori a causa delle aziende che sono in produzione e durante il fine settimana chiudono.

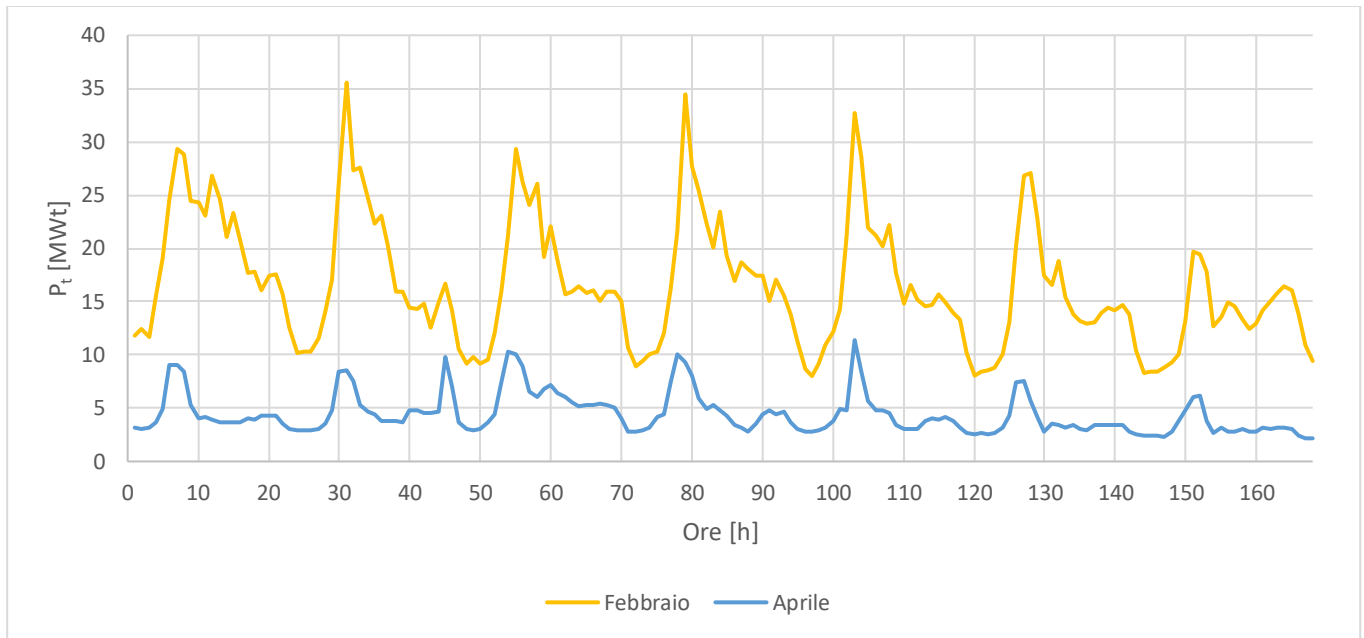


Figura 16 Potenza totale richiesta dalle utenze nelle settimane rappresentative individuate.

Tabella 7 Dati rilevanti della potenza nelle due settimane rappresentative

Periodi rappresentativi	Potenza media infrasettimanale [MW _t]	Potenza media fine settimana [MW _t]	Potenza di picco infrasettimanale [MW _t]	Potenza di picco fine settimana [MW _t]
Febbraio	17.59	14.12	35.56	27.11
Aprile	4.83	3.41	11.39	7.55

5.2. Impostare le condizioni al contorno

Per la scrittura del codice è stato utilizzato il software MATLAB. Per fissare le condizioni al contorno del sistema, si è definito un sistema di equazioni e disequazioni che vincolano la soluzione del problema ad un'aera limitata.

Le disequazioni formate da differenti variabili e termini noti hanno dato la possibilità di restringere il campo di soluzioni possibili. Fra le possibili soluzioni possibili il solutore ha calcolato i valore soggetto all'errore minimo.

Le condizioni al contorno fissate sono le seguenti:

- La temperatura nella linea di ritorno della rete può oscillare tra due valori limite: 55 °C e 70°C. La temperatura di mandata è mantenuta costante a 80 °C, dunque la variazione di temperatura tra la linea di mandata e quella di ritorno varia tra i 10 °C e i 25 °C.
- La temperatura nel serbatoio può assumere valori compresi tra gli 80 °C e 95 °C.
- Il rendimento degli impianti cogenerativi è fissato a 38%. Possono essere accesi o spenti, ma sono vincolati da un tempo di funzionamento minimo di 4h. Per le pompe di calore il COP = 4. Le caldaie a gas sono rappresentate come un unico generatore di calore con potenza nominale pari a 25,5 MW presentando un rendimento termico pari a 90%.
- Il prezzo a cui viene venduta l'energia elettrica è stato preso considerando l'andamento dei prezzi nel mercato nazionale italiano (PUN) nell'anno 2020.
- Durante la settimana invernale il PUN medio si attesta a 39 €/MWh con valori che oscillano tra i 61 €/MWh e 20 €/MWh, mentre nella settimana di mezza stagione il PUN medio è di 25 €/MWh.
- Alle pompe viene imposta un'accisa sul consumo di energia elettrica pari a 12,5 €/MWh
- Il gas consumato dalle caldaie viene valutato a 32 €/MWh.
- Al calore di scarto che viene recuperato dall'acciaieria viene attribuito un costo pari a 22 €/MWh. I titoli di efficienza energetica riducono questo prezzo, il cui valore è di 250 € a titolo. Si ricava un TEE con 7,7 MWh di energia recuperata dall'acciaieria.
- I costi di manutenzione assegnati a ciascun impianto sono i seguenti: $c_{man,chp} = 7$ €/MWh, $c_{man,hp} = 0,5$ €/MWh, $c_{man,gb} = 1$ €/MWh.

È stata utilizzata la libreria Yalmip, con lo scopo di semplificare la fase di inserimento di questi parametri all'interno del codice implementandola nel software utilizzato.

Questa libreria grazie all'utilizzo delle diciture "equalities" e "inequalities" sono state definite quelle le varie disequazioni e equazioni utilizzate all'interno del codice.

5.3. Ottimizzazione di costo con diverse fonti di flessibilità energetica

L'analisi dello scheduling di generazione dei generatori di calore reso disponibile alla rete di teleriscaldamento è stata fatta per diverse casistiche. Si è partiti dalla configurazione di base passando progressivamente ad un modello di rete sempre più complesso.

All'interno della casistica di base è stata utilizzata esclusivamente l'inerzia termica di rete come accumulo di calore. I generatori di calore nella configurazione di base sono costituiti dal motore cogenerativo e da un insieme di caldaie a gas.

Nelle configurazioni successive è stato aggiunto in primis un serbatoio centralizzato per incrementare la quantità di acqua stoccata e in seguito una pompa di calore a terreno sfruttata per incrementare la potenza termica prodotta dai generatori.

Dal punto di vista della tassazione sulla CO₂ sono stati analizzati diversi scenari, evidenziando i cambiamenti nello scheduling di generazione ottimale all'aumentare del costo sulla CO₂ emessa.

5.3.1. Rete di teleriscaldamento di base

Considerando il caso base, il calore viene generato dalle caldaie a gas e l'impianto cogenerativo. Come quantità di calore aggiuntiva è stato sfruttato il calore di scarto prelevato dall'acciaieria Pittini.

Il codice utilizzato nelle seguenti ottimizzazioni è stato implementato con l'obiettivo di ottimizzare il sistema dal punto di vista economico, grazie alla funzione obiettivo economica.

Come prima analisi si è ipotizzato che il volume del fluido termovettore nella rete sia pari a zero, simulando la condizione di rete con inerzia termica nulla. Nella realtà però la rete sarà sempre caratterizzata da un minimo di inerzia, è per questo che si è considerata una situazione più realistica considerando un volume minimo di rete pari a 60 m³.

La produzione di calore con questa ipotesi segue perfettamente il profilo di carico richiesto dall'utenza. L'assenza di inerzia termica implica che la produzione di calore dei motori cogenerativi sia sincronizzata con gli la curva di carico termico richiesto dalle utenze.

I periodi di lavoro dei motori cogenerativi non sono in funzione dell'andamento del PUN, dunque l'energia elettrica prodotta viene venduta alla rete ad un prezzo poco conveniente.

Tra i casi considerati la condizione di inerzia termica minima risulta avere i costi totali del sistema più elevati.

5.3.2. Rete di teleriscaldamento sfruttando inerzia termica della rete

L'inerzia termica del fluido termovettore è molto importante che sia sfruttata all'interno del sistema. L'acqua presenta delle ottime proprietà termodinamiche dal punto di vista dell'accumulo di calore. L'elevata capacità termica dà la possibilità di accumulare un'ingente quantità di calore. Può essere sfruttata la sezione di ritorno della rete come serbatoio di accumulo.

Il calore può così essere prodotto e ceduto alla rete nei momenti in cui il prezzo dell'energia elettrica è più conveniente, svincolandosi dalla curva di carico delle utenze. La richiesta di calore delle utenze si disaccoppia dalla generazione di calore.

Il guadagno derivante dalla vendita dell'energia elettrica in rete è ora più elevato, garantendo dei costi finali legati al sistema inferiori.

Il volume di accumulo utilizzato nella rete come serbatoio è pari alla metà del volume totale di acqua nella rete, questo perché il volume sfruttato è esclusivamente quello della linea di ritorno. Questo volume risulta essere pari a 652 m³.

5.3.3. Aggiunta del serbatoio di accumulo

Evidenziata la convenienza nel disaccoppiare la generazione di calore dalla richiesta delle utenze si è ottimizzata il sistema installando un volume di accumulo aggiuntivo formato dal serbatoio centralizzato. Questo serbatoio collegato direttamente all'impianto cogenerativo garantisce che l'impianto cogenerativo lavori nei momenti in cui il guadagno economico è massimo. Il volume di accumulo del serbatoio è stato fissato pari a 500 m³.

5.3.4. Installazione di una pompa di calore aggiuntiva

È stata considerata l'installazione di una pompa di calore aggiuntiva come unità di generazione aggiuntiva.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto cogenerativo viene sfruttata dalla pompa di calore o prelevata direttamente dalla rete.

Nei momenti in cui il prezzo dell'energia elettrica è ridotto conviene prelevarla dalla rete, mentre viene sfruttata l'energia prodotta dall'impianto cogenerativo quando il prezzo in rete è piuttosto elevato.

L'energia termica prodotta dalla pompa di calore risulta avere un costo conveniente o meno rispetto al kWh prodotto dalle caldaie, a seconda della tassa imposta sulla CO₂ emessa.

I costi sulla CO₂ considerati sono rispettivamente 50, 100 e 150 €/tCO₂.

È naturale che l'ottimizzatore tenderà a ridurre la produzione di calore prodotto dal gas boiler e ad aumentare rispettivamente la produzione dalla pompa di calore con l'aumentare del costo legato alla CO₂.

Da un'ottimizzazione di rete prettamente economica si è passati ad un'analisi ambientale in cui l'obiettivo è stato quello di rendere minima la produzione di CO₂ derivante dalla produzione di calore.

5.3.5. Tassazione sulla CO₂

Nella presente analisi è stata imposto un costo aggiuntivo sulla CO₂ emessa in atmosfera.

Lo scheduling di generazione migliore dal punto di vista economico varia a seconda della tassa imposta sulla CO₂ emessa. È chiaro che all'aumentare della tassazione sulla CO₂ gli impianti che presentano minori emissioni saranno privilegiati. In questo caso possiamo elencare gli impianti in ordine crescente in termini di tonnellate di CO₂ emesse per unità di potenza prodotta: la pompa di calore, il cogenerativo e a seguire le caldaie a gas.

I costi sulla CO₂ considerati sono rispettivamente 50, 100 e 150 €/tCO₂, considerando il fatto che nel tempo le tassazioni si sono fatte sempre più stringenti e gli investitori prediligono un funzionamento mirato alla salvaguardia ambientale a fronte di un risparmio economico.

È naturale che l'ottimizzatore tenderà a ridurre la produzione di calore prodotto dal gas boiler e ad aumentare rispettivamente la produzione dalla pompa di calore con l'aumentare del costo legato alla CO₂.

5.4. Ottimizzazione ambientale

Da un'ottimizzazione di rete prettamente economica si è passati ad un'analisi ambientale in cui l'obiettivo è stato quello di rendere minima la produzione di CO₂ derivante dalla produzione di calore, escludendo il lato economico.

6. Analisi dei risultati ottimizzazione economica

6.1. Installazione serbatoio centralizzato

In seguito verranno analizzati i risultati ottenuti a seconda della casistica e del periodo considerato.

Inerzia termica di rete minima: Febbraio 2020

Analizzando la rete di teleriscaldamento che sfrutta come accumulo esclusivamente l'inerzia termica dell'acqua presente nelle tubazioni, si evidenzia che per il mese di febbraio l'andamento del PUN influenza molto la produzione dell'impianto cogenerativo. La convenienza nel vendere in rete l'energia elettrica prodotta dal cogenerativo porta l'impianto a produrre energia nei momenti in cui il prezzo dell'energia elettrica è più elevato.

Il fatto che la richiesta termica da parte delle utenze non coincida perfettamente con i momenti di picco del prezzo dell'energia implica che in assenza di inerzia termica il calore non potrebbe essere prodotto dall'impianto cogenerativo nei momenti di picco del PUN, questo perché la produzione non verrebbe accumulata e poi sfruttata.

Dallo scheduling di generazione evidenziato nella figura 17 sottostante si evidenzia che l'inerzia di rete garantisce la possibilità di avere un sistema più flessibile dando la possibilità di produrre l'energia elettrica del sistema cogenerativo nei momenti di picco del PUN. Il calore prodotto sarà accumulato nella rete e prodotto e nei momenti di necessità.

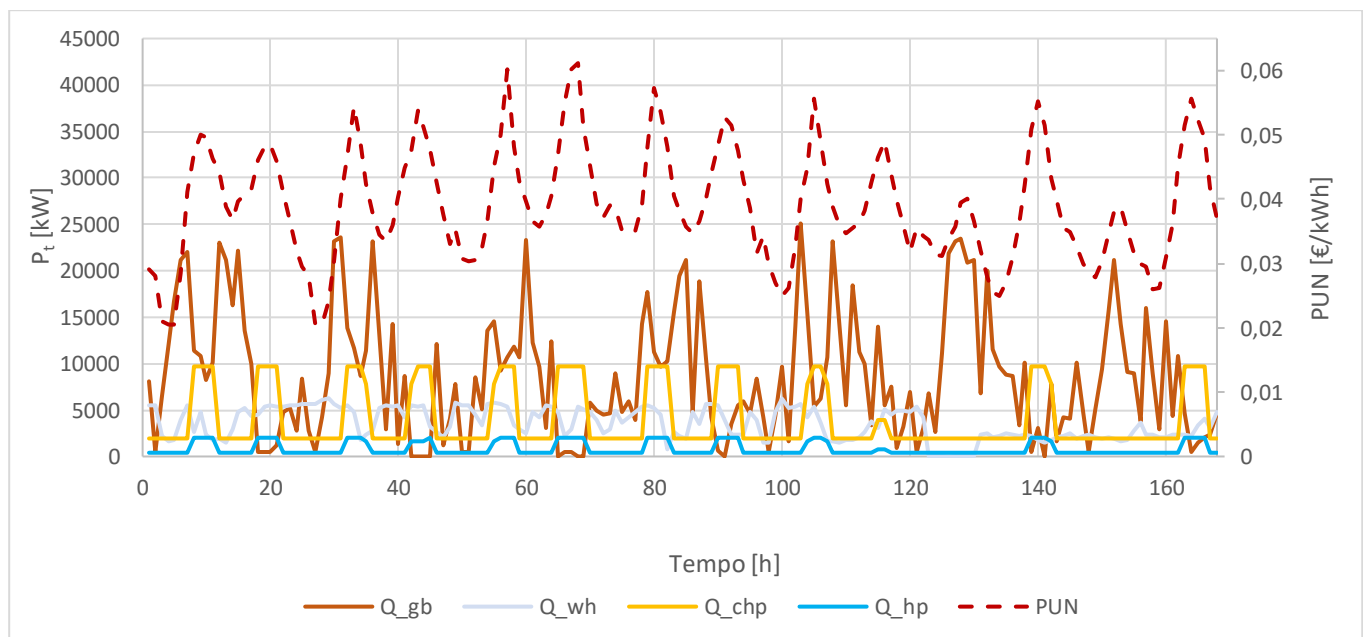


Figura 17 Scheduling di febbraio 2020: con inerzia di rete

Installazione del serbatoio centralizzato: febbraio 2020

Sfruttando solo l'inerzia termica di rete non è possibile accumulare una grande quantità di calore prodotta dal cogenerativo, e in questo modo il cogenerativo non è in grado di raggiungere la massima produzione nei momenti di picco del PUN. Per questo motivo è stato aumentato l'accumulo introducendo un serbatoio centralizzato con un volume di accumulo pari a 652 m³. Il serbatoio aggiuntivo dà la possibilità al sistema cogenerativo di produrre una quantità di calore maggiore nei momenti in cui il PUN risulta essere elevato. Accumulare dunque una quantità maggiore di calore dà la possibilità di avere una convenienza economica maggiore in quanto vendo più energia elettrica in rete.

Come si nota nella figura 18 sotto riportata l'energia prodotta dall'impianto cogenerativo è maggiore rispetto alla casistica precedente in quanto ricopre un'area maggiore all'interno del grafico.

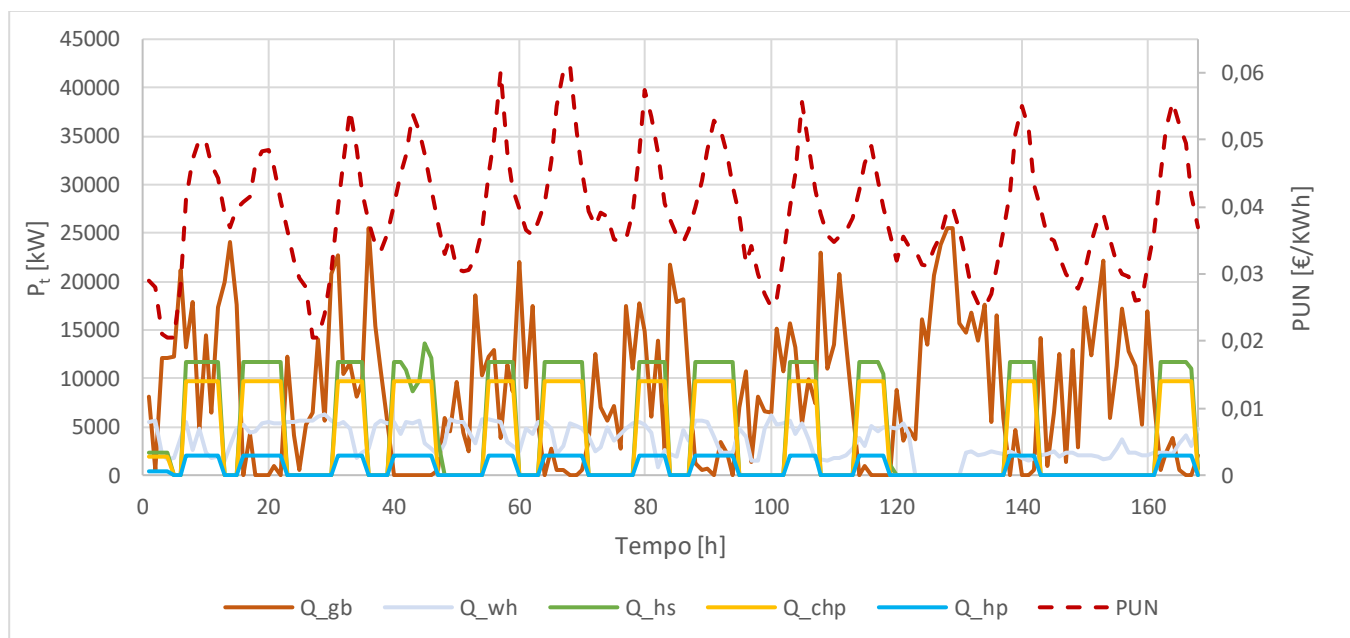


Figura 18 Scheduling di febbraio 2020: con serbatoio centralizzato aggiuntivo

Considerando la produzione di energia termica da cogenerativo in termini percentuali rispetto al resto del calore prodotto si nota che la percentuale non aumenta in maniera marcata.

Dal grafico a torta riportato in seguito si nota un aumento di solamente un punto percentuale. Questo perché l'impianto cogenerativo in entrambe le casistiche sta producendo alla massima potenza. L'installazione del serbatoio centralizzato implica semplicemente che il periodo di tempo in cui il

cogenerativo produce alla massima potenza sia maggiore. Visto che il prezzo dell'energia non resta elevato per molto tempo l'energia termica prodotta da cogenerativo non aumenta di molto.

Se si fosse installato un impianto cogenerativo di potenza nominale superiore si sarebbe evidenziato che installando un serbatoio centralizzato aggiuntivo la produzione di calore cogenerativo sarebbe aumentata maggiormente. Per riuscire quindi a sfruttare gli accumuli aggiuntivi dovrei avere più potenza installata. Utilizzare l'inerzia termica del serbatoio con l'andamento di prezzo dell'energia avuto nel 2020 non garantisce un'alta convenienza economica.

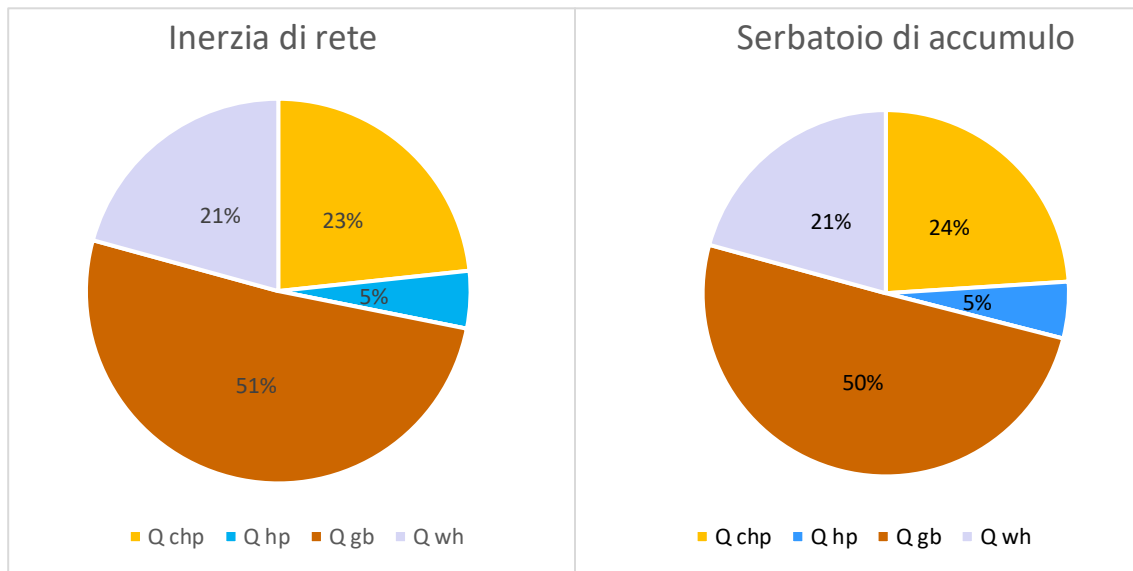


Figura 19 Calore prodotto febbraio 2020: confronto tra la casistica con e senza serbatoio

Inerzia rete minima: Aprile 2020

Il periodo di mezza stagione è soggetto a prezzi dell'energia elettrica ridotti in quanto la richiesta di energia elettrica si riduce drasticamente a causa delle temperature ambientali più ottimali.

L'impianto cogenerativo in questo periodo, a fronte di una riduzione importante del prezzo dell'energia non ha più convenienza economica nel produrre alla massima potenza. Come è evidenziato nel grafico riportato in seguito assume un andamento costante nel tempo. Il cogenerativo non raggiunge mai la massima potenza di produzione e si disaccoppia dall'andamento del prezzo dell'energia elettrica. I picchi di richiesta vengono coperti dalle caldaie a gas mentre il profilo di base viene coperto in parte dal cogenerativo.

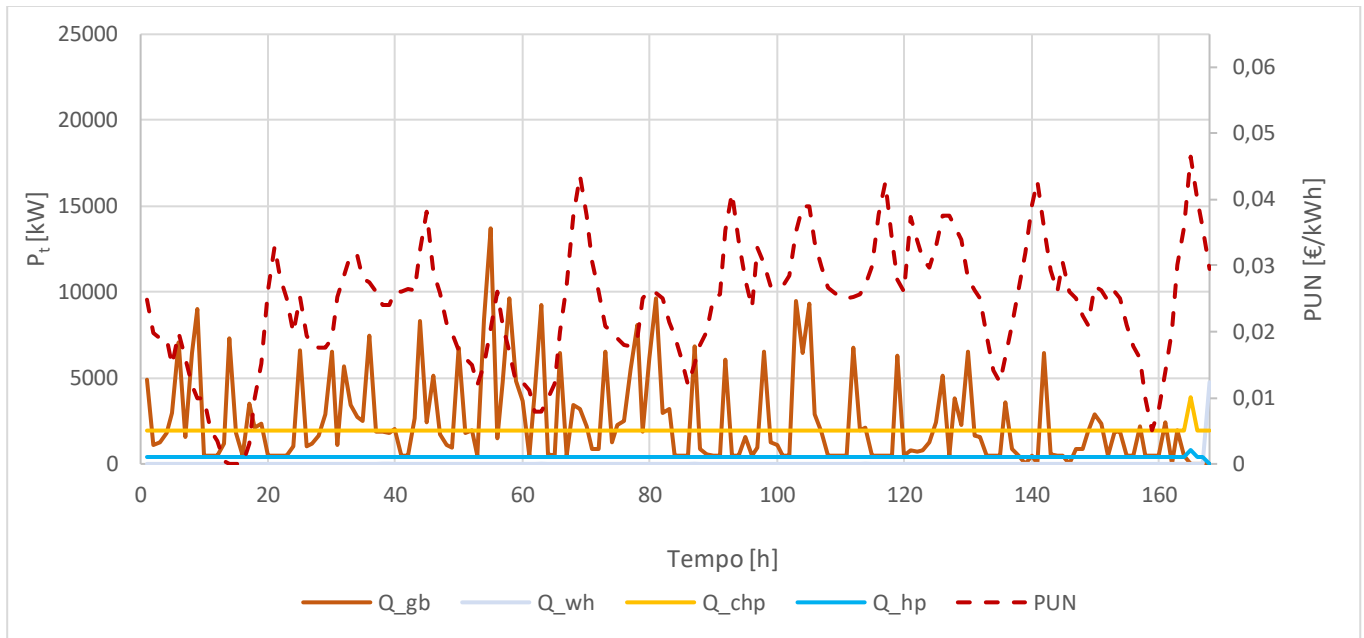


Figura 20 Scheduling Aprile 2020: con inerzia termica

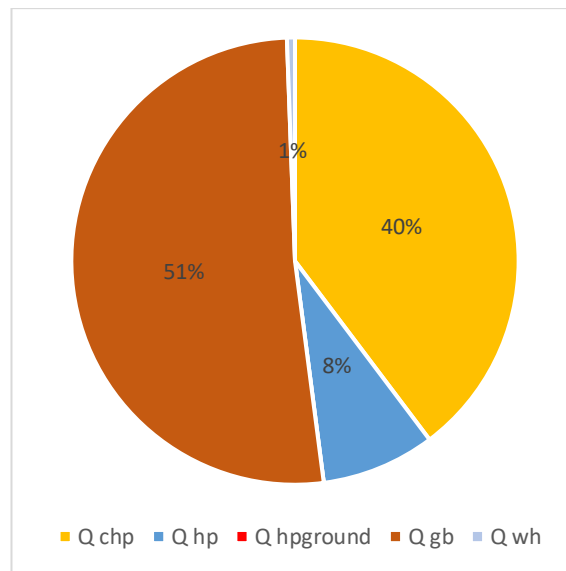


Figura 21 Calore prodotto aprile 2020: con inerzia termica

Ad aprile quindi il sistema viene ottimizzato privilegiando la produzione dalle caldaie a gas.

Installazione del serbatoio centralizzato: Aprile 2020

Considerando l'ipotesi di installare un serbatoio centralizzato per il mese di aprile 2020 lo scheduling di generazione rimane quasi invariato in quanto la richiesta termica non cambia e l'andamento dei prezzi dell'energia resta tale.

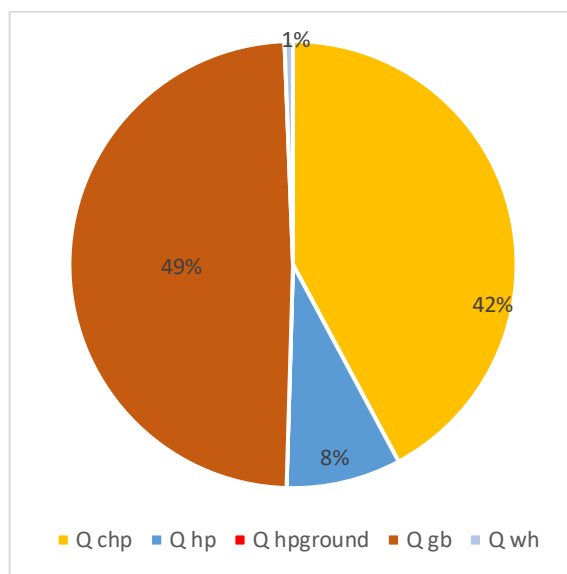


Figura 22 Calore prodotto aprile 2020: installazione serbatoio centralizzato

Installazione del serbatoio centralizzato: Aprile 2021

È interessante analizzare l'andamento dello scheduling nel periodo di mezza stagione per il 2021, in cui i prezzi dell'energia sono aumentati notevolmente.

Il codice ottimizza lo scheduling dando la possibilità al cogenerativo di produrre alla massima potenza nei momenti in cui il prezzo dell'energia è più elevato.

Il cogenerativo ha quindi la possibilità di coprire la maggior parte della richiesta di calore avendo la possibilità di accedere all'accumulo termico. Si nota dallo scheduling che la maggior parte del tempo il cogenerativo lavora alla massima potenza mentre le caldaie nel periodo analizzato non producono calore.

Il grafico a torta evidenzia che la maggior parte dell'energia è coperta dal motore cogenerativo, nello specifico il 42%.

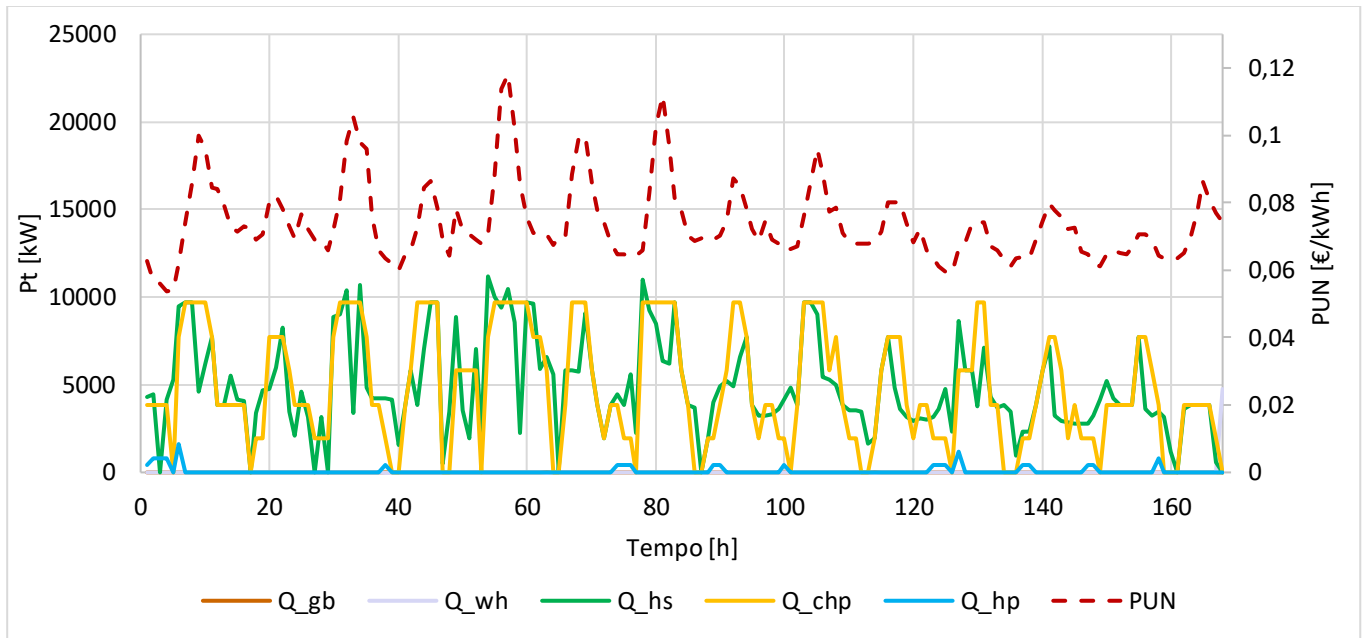


Figura 23 Scheduling di aprile 2021: installazione serbatoio centralizzato

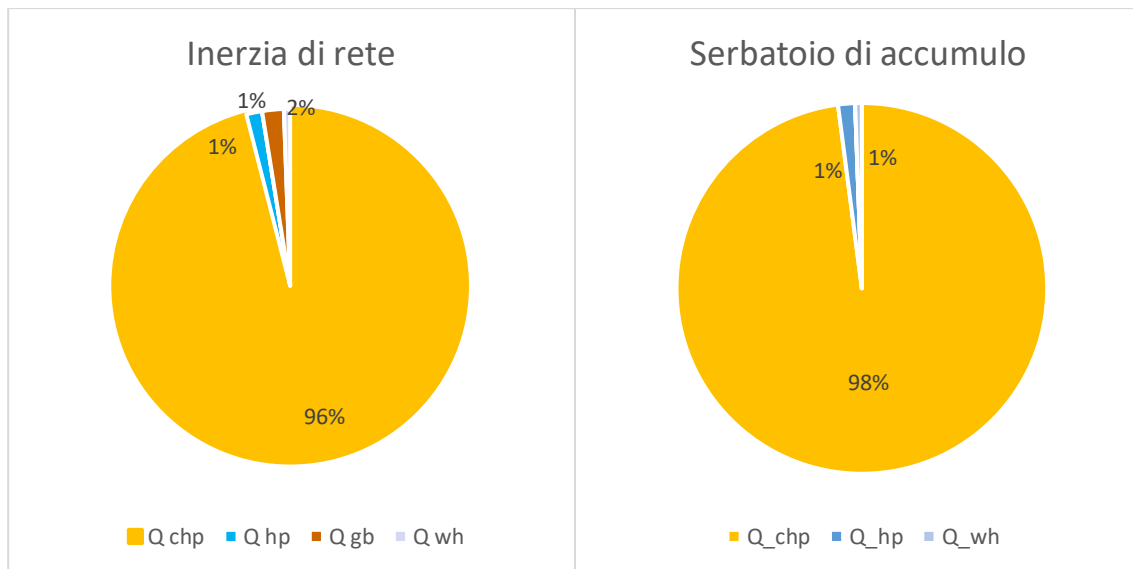


Figura 24 Calore prodotto aprile 2021: Confronto tra la casistica con e senza serbatoio

Installazione della pompa di calore a terreno: febbraio 2020

L'installazione aggiuntiva della pompa di calore a terreno dà la possibilità al sistema di generazione di produrre una quantità di calore maggiore. La pompa di calore a terreno viene sfruttata completamente producendo costantemente per l'intera settimana rappresentativa una potenza pari a 3000 kW.

La potenza totale prodotta raggiunge livelli che garantiscono al sistema di accumulare una quantità di calore elevata tale da soddisfare maggiormente la richiesta termica con uno sfruttamento maggiore di calore cogenerativo.

Per quanto riguarda l'energia elettrica utilizzata dalla pompa di calore, essa viene prelevata direttamente dall'impianto cogenerativo. L'impianto cogenerativo è quindi sempre in produzione, con una potenza minima pari a 1940 kW.

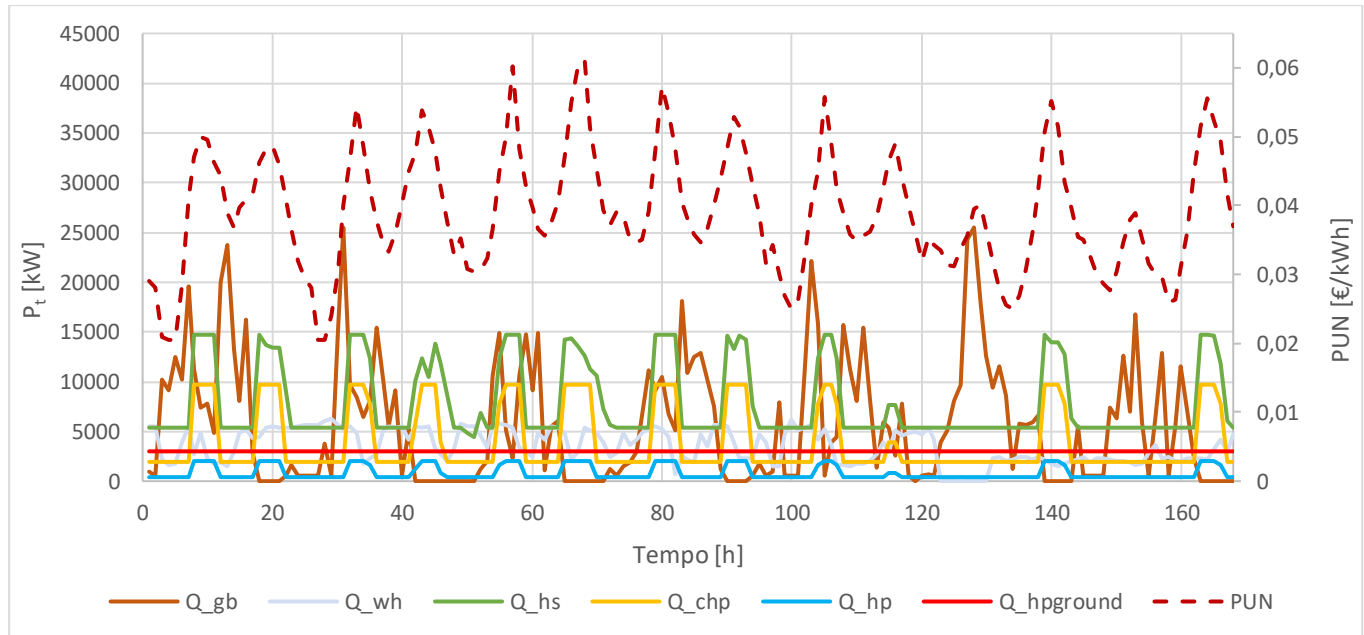


Figura 25 Scheduling di febbraio 2020: Con pompa di calore a terreno

Produrre calore dalla pompa è economicamente più conveniente rispetto alla produzione derivante dalle caldaie a gas. La pompa di calore permette così di ottimizzare i costi del sistema riducendo drasticamente le ore di funzionamento delle caldaie a gas che riducono drasticamente la loro produzione. Considerando la presente casistica in termini di energia prodotta, si evince che la caldaia produce 961 MWh termici. Prendendo in considerazione il caso precedente senza installazione della pompa di calore la caldaia produce un'energia nettamente superiore, pari a 1440 MWh.

È evidente che a fronte di una riduzione di produzione delle caldaie a gas è stato possibile ridurre drasticamente la produzione di CO₂, che da 848,5 tCO₂ è passata a 736,5 tCO₂.

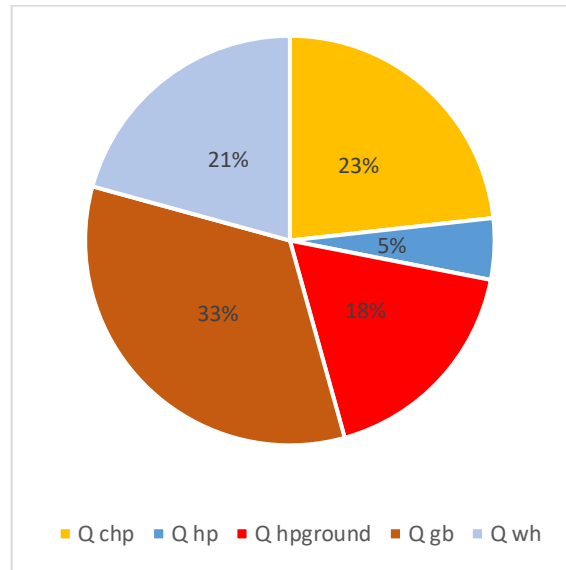


Figura 26 Calore prodotto di febbraio 2020: inserimento Pompa di colore

Installazione della pompa di calore: febbraio 2021

Andando a considerare la situazione invernale relativa all'anno 2021 il prezzo del PUN è molto più elevato. L'utilizzo degli impianti cogenerativi è quindi economicamente più conveniente grazie alla vendita dell'energia elettrica ad un prezzo superiore.

La produzione di calore legato alla pompa di calore è più conveniente rispetto alle caldaie a gas. Dallo scheduling mostrato in figura 25 si evince che il cogenerativo e la pompa di calore producono per la maggior parte del tempo alla massima potenza.

Parte della potenza termica richiesta dalle utenze viene comunque coperta dalle caldaie a gas.

Osservando lo scheduling di generazione si nota che in alcuni momenti la pompa di calore a terreno è spenta. La convenienza di mantenere la pompa di calore spenta nasce dal fatto che il sistema, per ottenere il massimo risparmio economico, predilige la vendita dell'energia elettrica in rete rispetto alla situazione in cui sia la pompa di calore ad utilizzarla per fornire calore in rete. Infatti è proprio nei momenti in cui il PUN è massimo che la pompa di calore viene arrestata.

In questi periodi la richiesta termica viene soddisfatta completamente dal cogenerativo e dal calore di scarto dalle acciaierie.

I costi legati al calore di scarto dell'acciaieria sono minimi, gli viene dunque data la priorità rispetto alla pompa di calore.

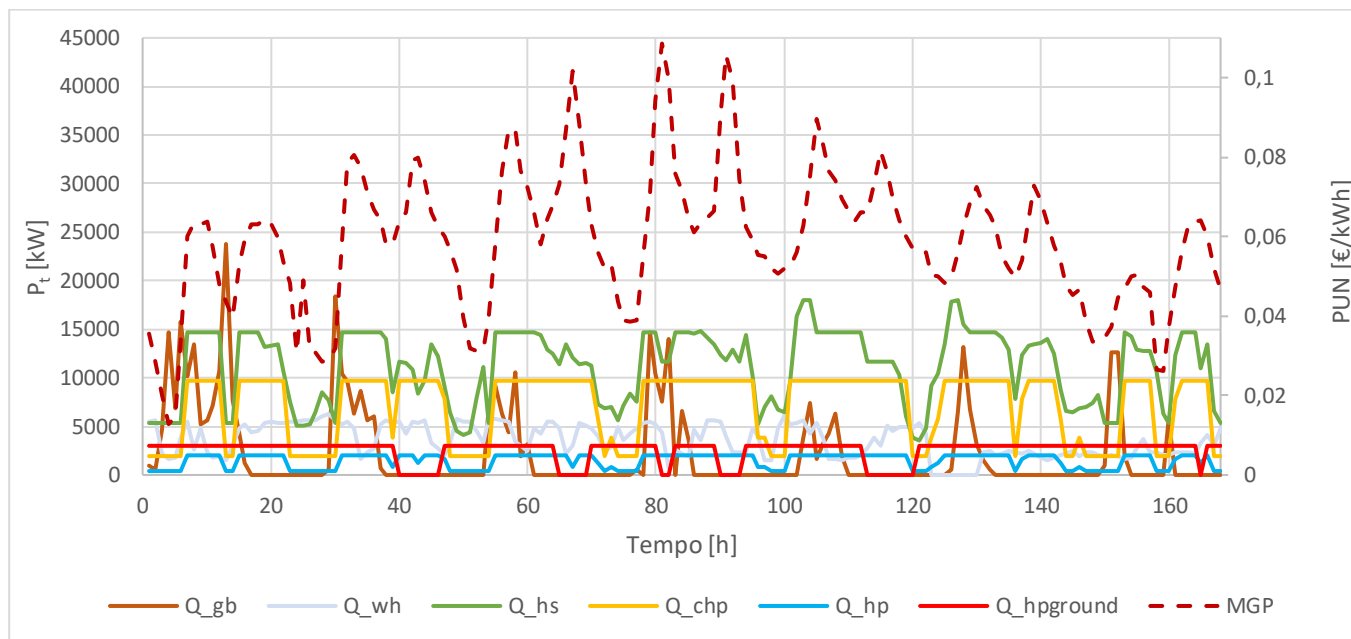


Figura 27 Scheduling di febbraio 2021: Pompa di calore

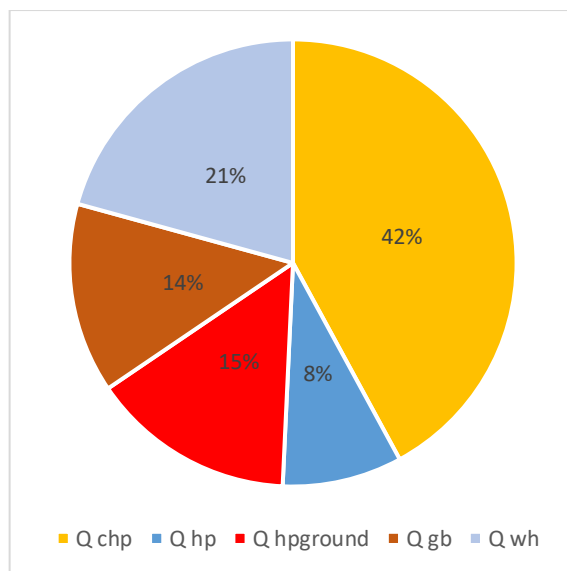


Figura 28 Calore prodotto di febbraio 2021: inserimento Pompa di calore

Installazione della pompa di calore: aprile 2020

Installando la pompa di calore, nel mese di aprile 2020 si evidenzia una riduzione marcata della produzione dalle caldaie a gas. Il consumo di carburante è pressoché nullo e l'intera domanda viene soddisfatta dal motore cogenerativo e dalla pompa di calore a terreno, che come si evidenzia nella figura sottostante producono l'88% del calore totale.

In questo caso il prezzo dell'energia è relativamente basso e c'è una maggiore convenienza nell'utilizzo della pompa di calore rispetto alla situazione in cui l'energia elettrica venga venduta direttamente in rete.

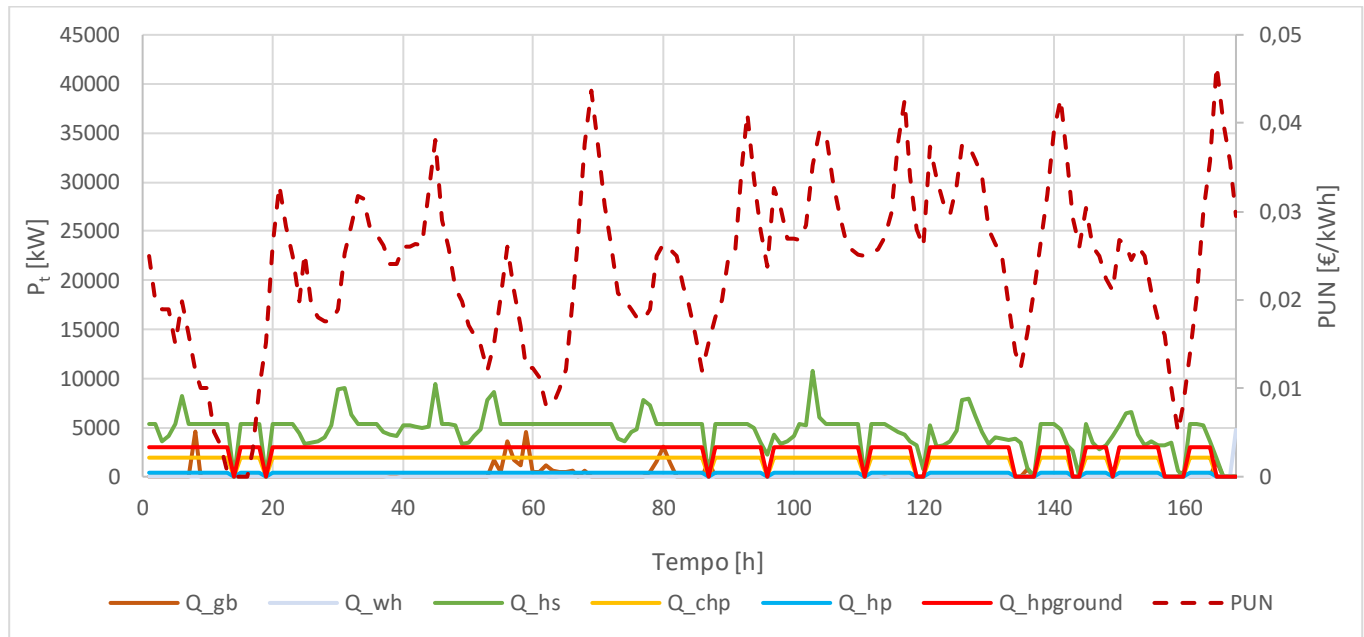


Figura 29 Scheduling di aprile 2020: pompa di calore.

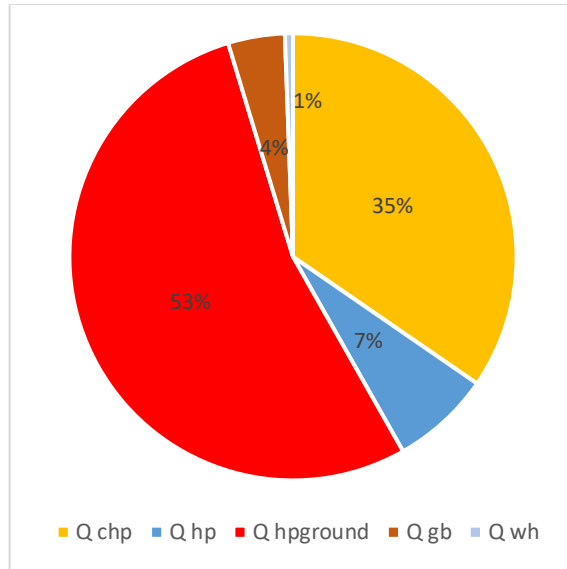


Figura 30 Calore prodotto ad aprile 2020: Pompa di calore

Installazione della pompa di calore: aprile 2021

In questa casistica è interessante osservare nel grafico sottostante che la pompa di calore rimane spenta per tutta la settimana rappresentativa di aprile. Esclusivamente nelle prime ore della settimana in cui il prezzo è inferiore la pompa di calore a terreno ha convenienza ad essere utilizzata.

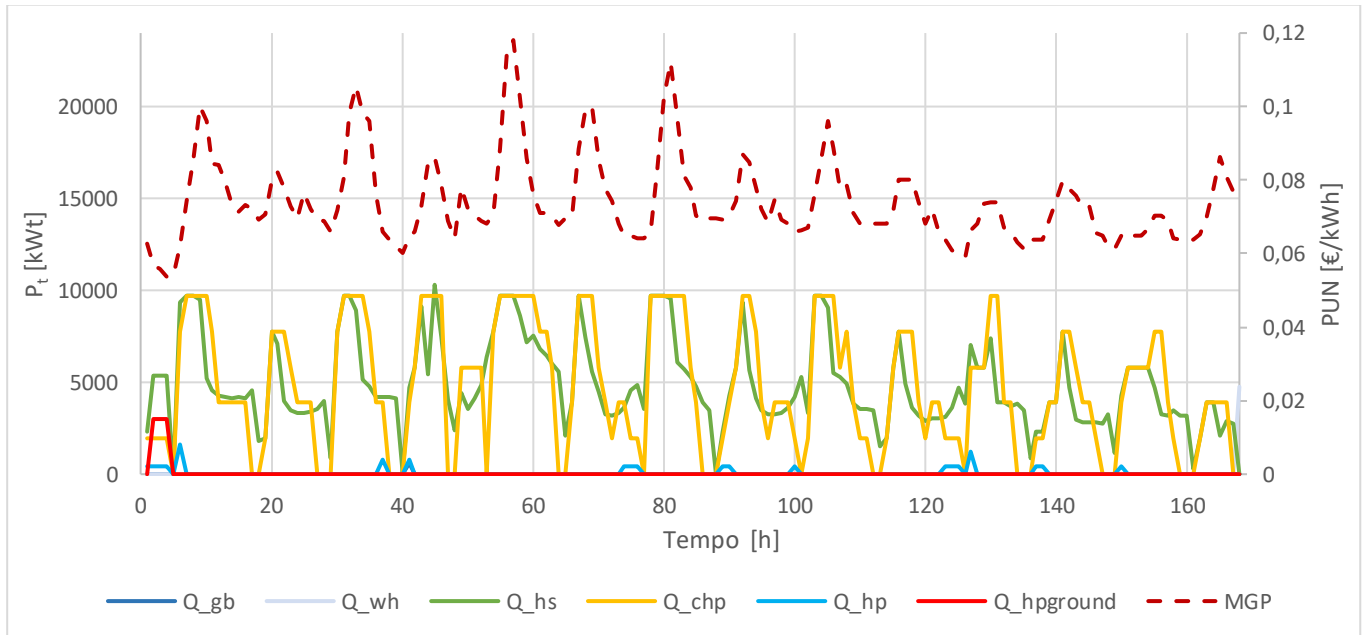


Figura 31 Scheduling di aprile 2021: Installazione pompa di calore.

Ad aprile 2021 la pompa di calore non ha una convenienza ad essere installata, come dal grafico riportato si nota dal calore percentuale prodotto.

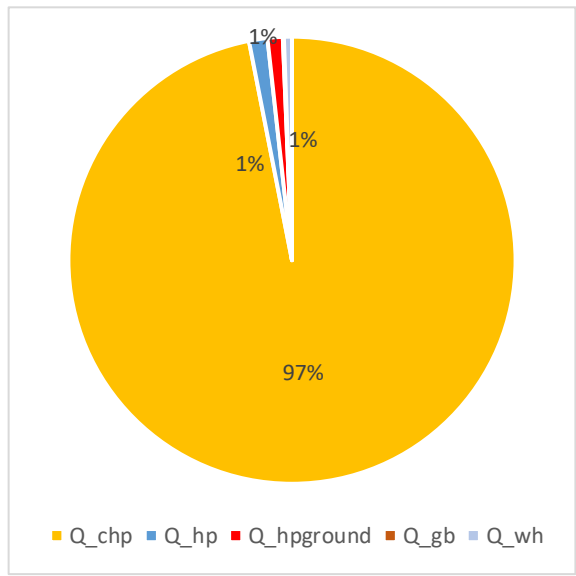


Figura 32 Calore prodotto ad aprile 2021: Installazione pompa di calore

6.2. Tassazione sulla CO₂

Tassazione sulle tonnellate di C₂ emesse: Febbraio 2020

È stato considerato sia un valore di CO₂ inferiore al prezzo attuale che un valore superiore tenendo conto del fatto che le previsioni future vanno in direzione di un aumento del prezzo della tassazione sulla CO₂ emessa.

Nella tabella, in seguito, vengono riportati i costi sulla tassazione di CO₂ considerati:

Tabella 8 Dati rilevanti della potenza nelle due settimane rappresentative €/tCO₂

Costo Tassa CO ₂
50
150

L'analisi sullo scheduling di generazione a fronte di un aumento della tassazione sulla CO₂ ha portato una leggera riduzione sulla CO₂ emessa. In ogni caso la differenza tra la presente analisi e quella al caso precedente senza tassazioni aggiunti non sono poi così differenti. La causa di una produzione delle caldaie a gas quasi costante a fronte di un aumento sulla tassazione è dovuta sempre al ridotto prezzo sull'energia elettrica presente nell'anno 2020.

In termini percentuali il calore prodotto dalle caldaie a gas si è ridotto di 5 punti percentuali. Dunque un aumento della tassazione sulla CO₂ influisce positivamente sull'impatto ambientale della rete.

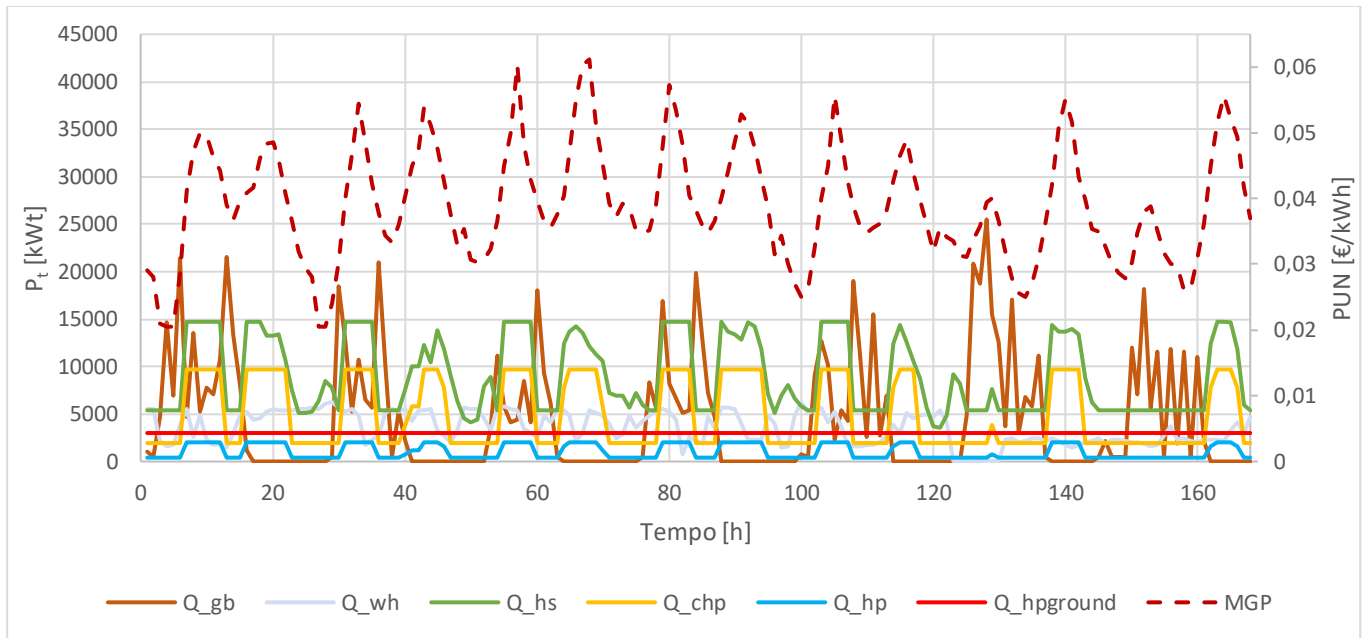


Figura 33 Scheduling di febbraio 2020: Tassazione sulla CO2 di 150 €/tCO2

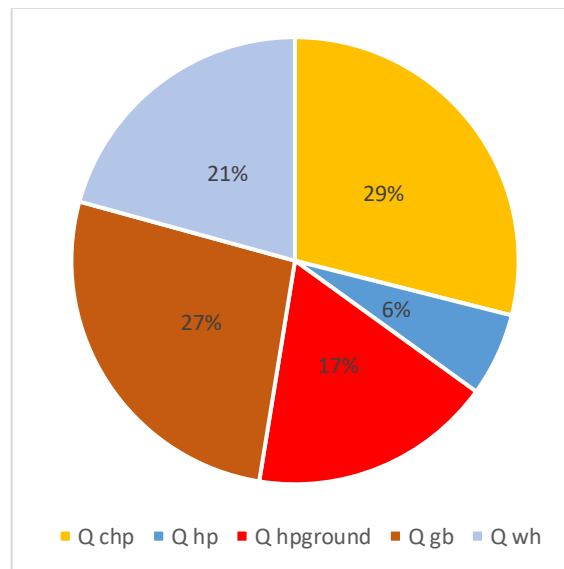


Figura 34 Calore prodotto febbraio 2020: Tassazione sulla CO2 di 150 €/tCO2

Tassazione sulle tonnellate di CO2 emesse: Febbraio 2021

La tassazione sulla CO2 in questo caso non influisce molto sullo scheduling di generazione. Il sistema già predilige la produzione dell'impianto cogenerativo rispetto alle caldaie a gas per vendere l'energia elettrica in rete. Un aumento sulla CO2 non genera una variazione del calore prodotto dalle caldaie a gas

in quanto quel calore è necessario produrlo per coprire la richiesta di calore. Chiaramente c'è una netta differenza tra la produzione di calore da cogenerativo nel periodo 2020 rispetto al 2021.

In questo caso la riduzione in termini percentuali della produzione di calore derivante dalle caldaie a gas è di solo un punto percentuale. Un aumento della tassazione di CO₂ in questo caso causa una grossa differenza in termini di impatto ambientale.

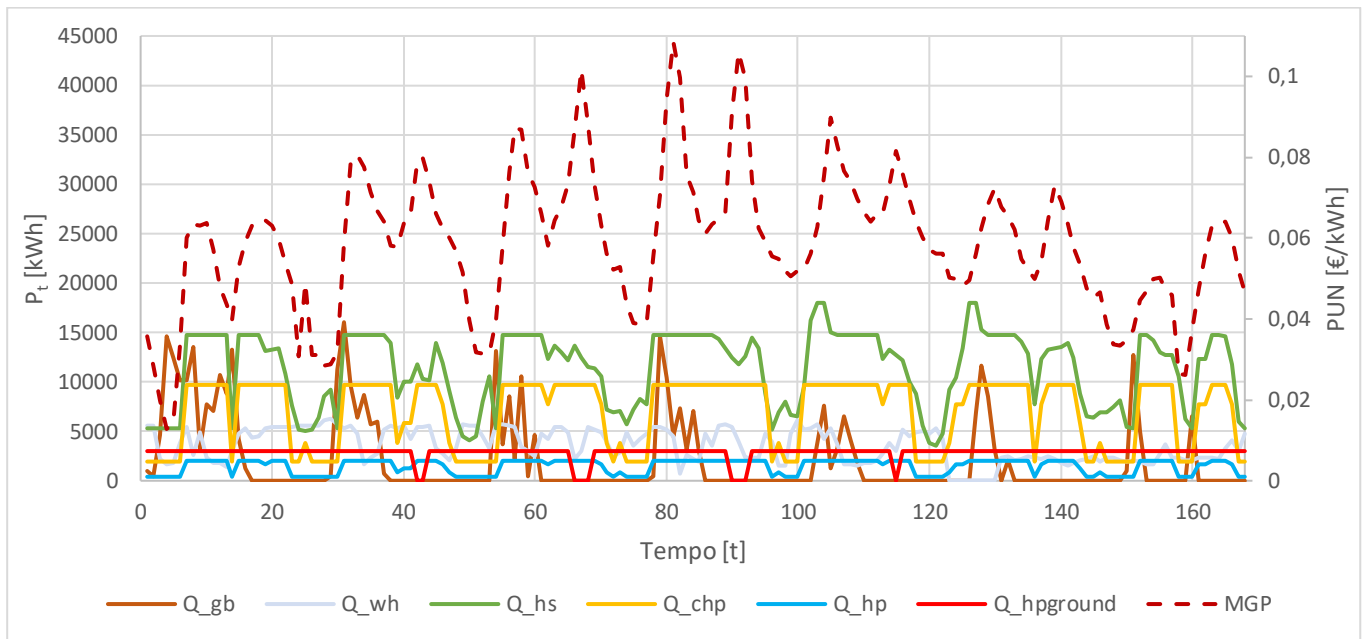


Figura 35 Scheduling di febbraio 2021: Tassazione sulla CO₂ di 150 €/tCO₂

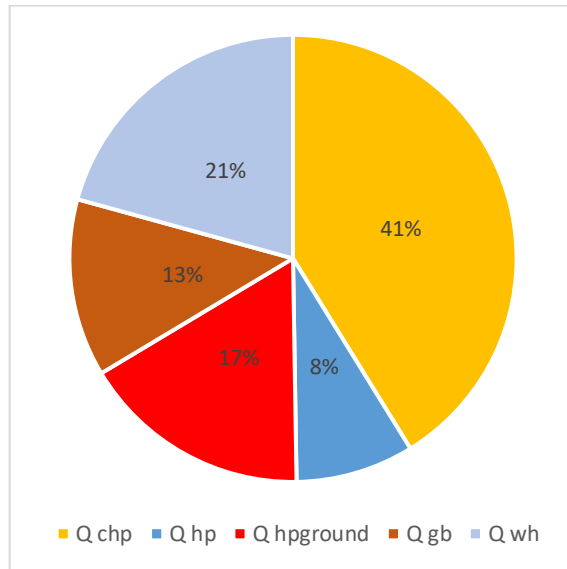


Figura 36 Calore prodotto febbraio 2021: Tassazione sulla CO2 di 150 €/tCO2

Tassazione sulle tonnellate di CO₂ emesse: Aprile 2020

Per quanto riguarda la tassazione sulla CO₂ per il periodo considerato la variazione nello scheduling non si percepisce rispetto al caso precedente privo di tassazione.

Il sistema è già ottimizzato per ridurre la produzione di CO₂ in quanto ad aprile è economicamente conveniente che le caldaie a gas non entrino in produzione. e inoltre non conviene far produrre calore da cogenerativo perché il prezzo in rete è basso e l'energia prodotta viene utilizzata dalla pompa di calore per produrre energia termica.

Tassazione sulle tonnellate di CO₂ emesse: Aprile 2021

La pompa di calore in questa casistica cambia il suo funzionamento. A causa dell'aumento del prezzo sulla CO₂ emessa le ore di utilizzo aumentano. Le ore di lavoro del cogenerativo vengono ridotte in quanto le emissioni di CO₂ sono maggiori rispetto alla quantità emessa dalla pompa di calore. Il sistema preferisce utilizzare l'energia elettrica prodotta dal cogenerativo per far produrre la pompa di calore.

Nello scheduling di generazione si nota che in questo caso la pompa di calore viene avviata diverse volte durante l'arco della settimana rappresentativa.

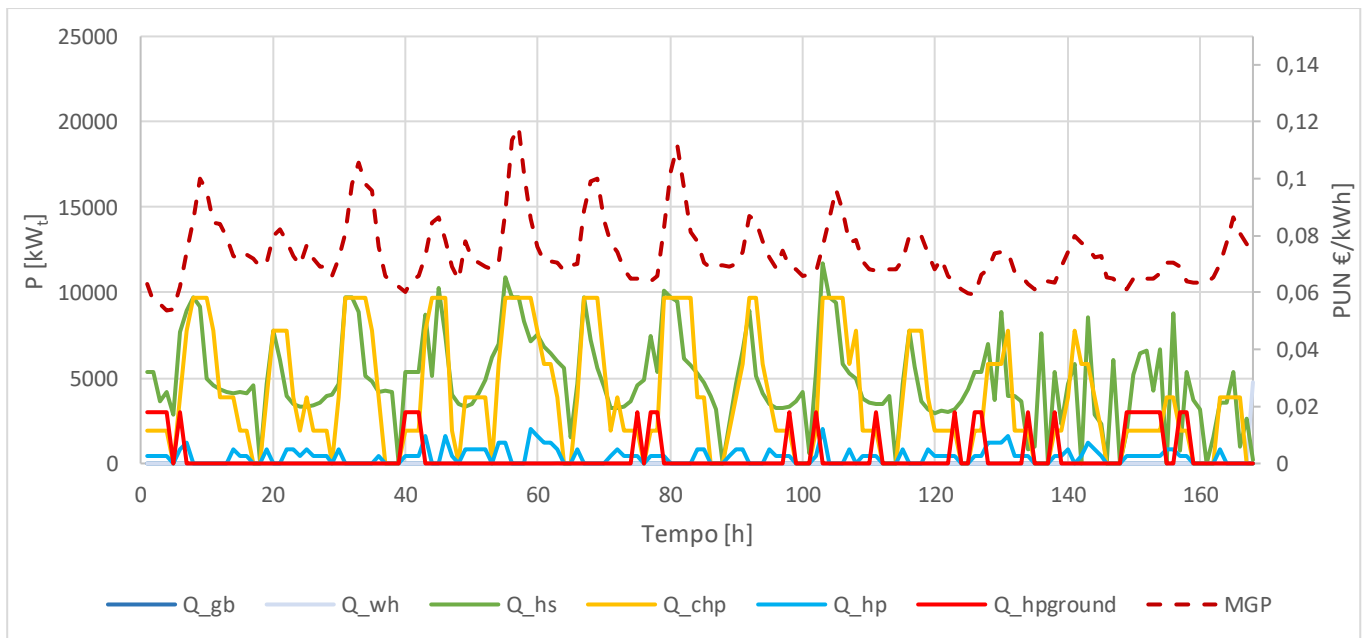


Figura 37 Scheduling di Aprile 2021: Tassazione sulla CO₂ di 150 €/tCO₂

Intero periodo dal 1° gennaio al 15 aprile 2020

In questa sezione è stato considerato l'intero periodo di tempo compreso tra il 1° gennaio e il 15 aprile del 2020.

In prima battuta si è confrontata la configurazione di base senza inerzia termica con la casistica in cui è stato installato il serbatoio centralizzato.

Come nelle settimane rappresentative precedentemente analizzate per febbraio, i motori cogenerativi non sono in grado di sfruttare l'inerzia termica di rete aggiuntiva sfruttando completamente l'accumulo. La potenza cogenerativa installata è limitata e complessivamente non garantisce un vantaggio nell'utilizzo del serbatoio di accumulo. Lo scheduling di generazione del calore prodotto rimane invariato tra le due casistiche. Viene riportato nel grafico in seguito la percentuale di calore prodotta da ciascuna unità di generazione.

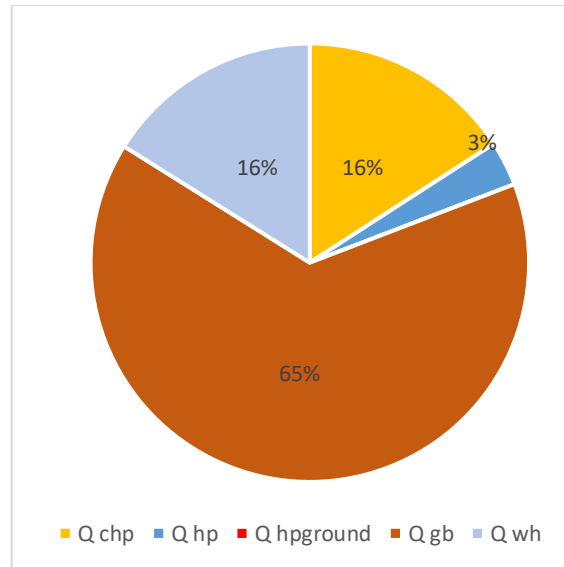


Figura 38 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2020: Installazione serbatoio centralizzato

È stato poi analizzato il caso in cui viene installata la pompa di calore. Da questa installazione aggiuntiva si evince che la percentuale di calore prodotto dalla caldaia a gas si riduce drasticamente evidenziando una marcata riduzione nella CO₂ emessa a fronte di una convenienza economica. In termini di quantità di calore prodotta legata all'impianto cogenerativo si evidenzia un incremento di 8 punti percentuali, in quanto è economicamente conveniente far lavorare la pompa di calore.

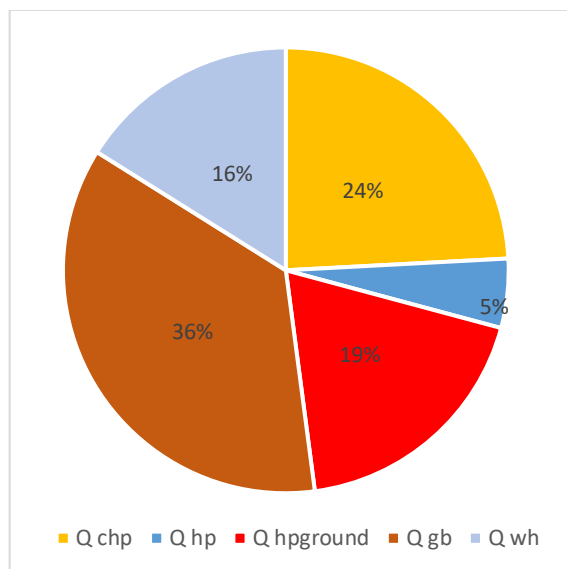


Figura 39 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2020: pompa di calore

Sono state eseguite inoltre analisi di ottimizzazione sullo scheduling di generazione considerando differenti valori di tassazione della CO₂.

È chiaro che all'aumentare della tassazione sulla CO₂ il sistema limiterà la produzione di energia legata alle caldaie a gas. La produzione di energia prodotta dall'impianto cogenerativo aumenta in quanto emette una quantità di biossido di carbonio inferiore in atmosfera.

Analizzando i 2 diversi casi di tassazione sulla CO₂ si evidenzia una riduzione più marcata della produzione di energia derivante dalle caldaie a gas nei mesi in cui il prezzo dell'energia è meno elevato, come per esempio nella settimana di febbraio 2020.

Nei periodi in cui il PUN è piuttosto elevato, come durante la settimana rappresentativa di febbraio 2021, il cogenerativo essendo già stato sfruttato e fatto lavorare a piena potenza, l'aumento di prezzo della CO₂ non è sufficiente a rendere conveniente una maggior produzione di energia cogenerativa.

Questa analisi fatta per febbraio si rispecchia nell'intero periodo da gennaio ad aprile. I risultati ottenuti dall'aumento della tassa di CO₂ in termini ambientali, saranno promettenti per l'anno 2020, mentre per il 2021 la percentuale di energia prodotta resterà invariata.

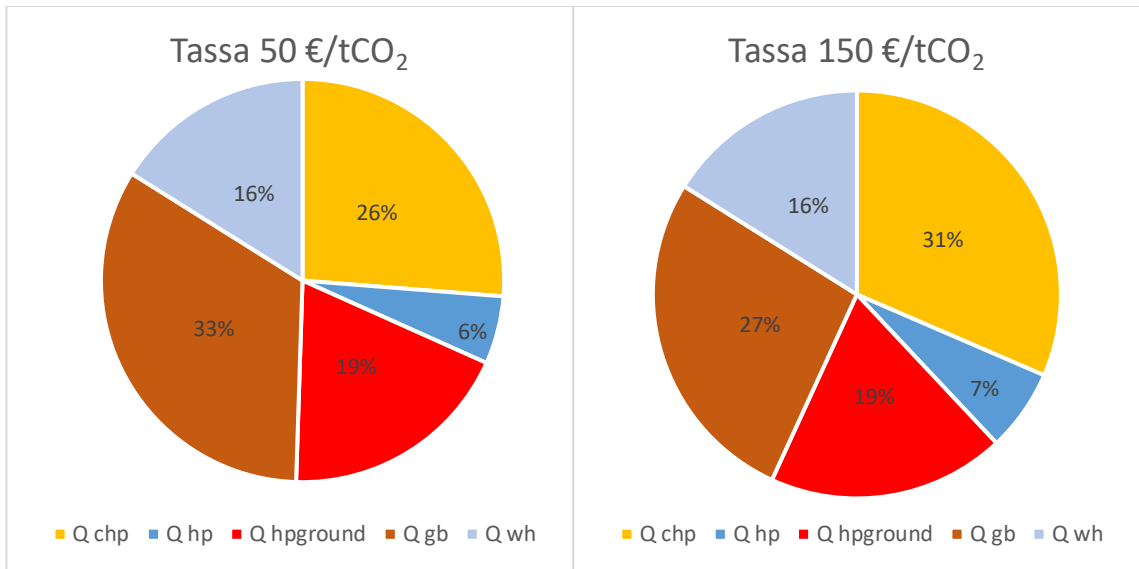


Figura 40 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2020: Confronto tra le casistiche con differente tassazione sulle CO₂

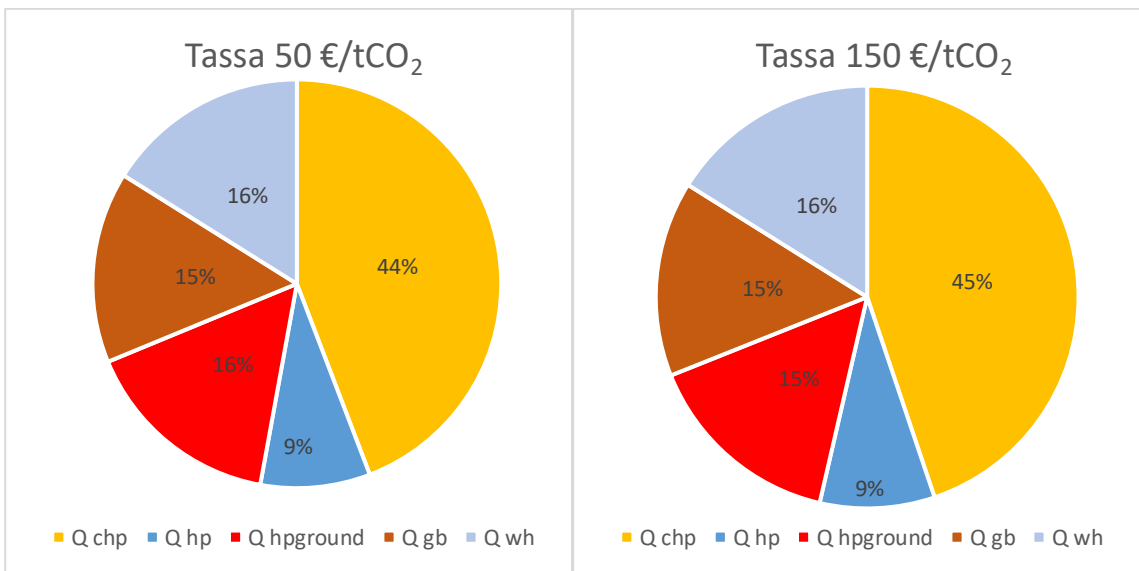


Figura 41 Calore prodotto da gennaio ad aprile 2021: Confronto tra le casistiche con differente tassazione sulle CO₂

7. Analisi dei risultati ottimizzazione ambientale

7.1. Riduzione della CO2 prodotta

Febbraio 2020 e 2021

È interessante riportare i risultati ottenuti relativi all'ottimizzazione ambientale per capire se l'ottimo economico potrà coincidere con l'ottimo ambientale.

Con questa ottimizzazione, la percentuale di CO₂ emessa in atmosfera viene ridotta al minimo massimizzando il calore prodotto dall'impianto cogenerativo.

Essendo un'ottimizzazione prettamente ambientale e tenendo in considerazione il fatto che la domanda di calore è stata considerata la medesima per entrambi gli anni, i grafici a torta e gli scheduling di generazione relativi sono rimasti gli stessi per entrambi gli anni considerati.

Confrontando questa produzione cogenerativa con la produzione avuta nell'ottimizzazione economica con tassazione 150 €/kWh del 2020 si nota che la produzione di calore cogenerativo passa dal 29% al 44% della produzione complessiva.

Per quanto riguarda il confronto con la produzione relativa all'anno 2021 la produzione si avvicina molto all'ottimizzazione precedente, in quanto il calore cogenerativo era solamente 3 punti percentuali in più.

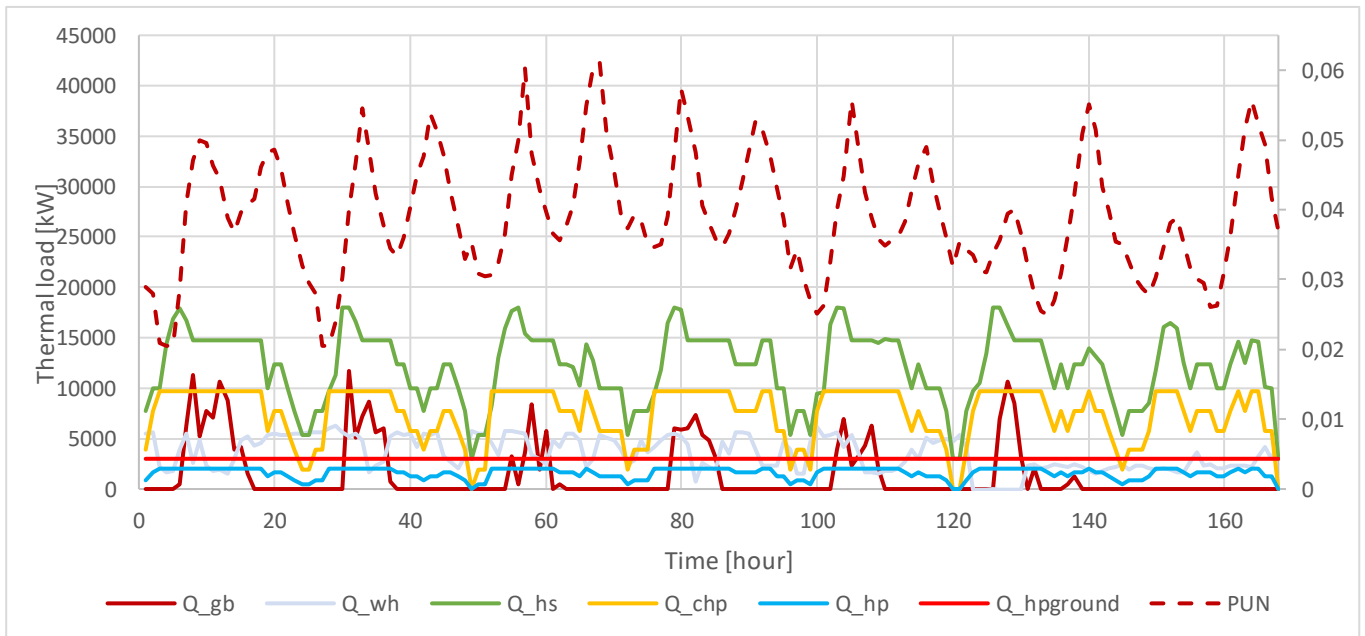


Figura 42 Scheduling di generazione febbraio: ottimizzazione ambientale

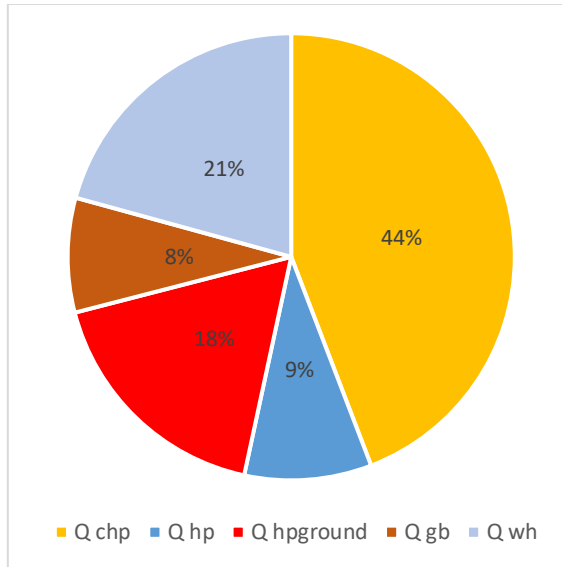


Figura 43 Calore prodotto Febbraio: Ottimizzazione ambientale

L'8% di calore prodotto relativo alle caldaie a gas è dovuto al fatto che, la richiesta termica in alcuni periodi è molto elevata. In questi periodi la rete non è in grado di soddisfare la domanda di calore escludendo l'utilizzo delle caldaie a gas, che necessariamente deve far entrare in produzione.

In particolare, prendendo in considerazione il periodo di febbraio in cui la richiesta di calore molto alta, l'impianto a gas è costretto a lavorare.

Aprile 2020 - 2021

Andando ad analizzare lo scheduling di generazione di aprile si nota che con l'obiettivo di ridurre al minimo la quantità di CO₂ emessa si è in grado di azzerare completamente la produzione di calore derivante da impianti a gas.

Com'è logico intuire, questo è possibile grazie alla quantità di calore richiesto ad aprile, molto ridotto rispetto al periodo invernale.

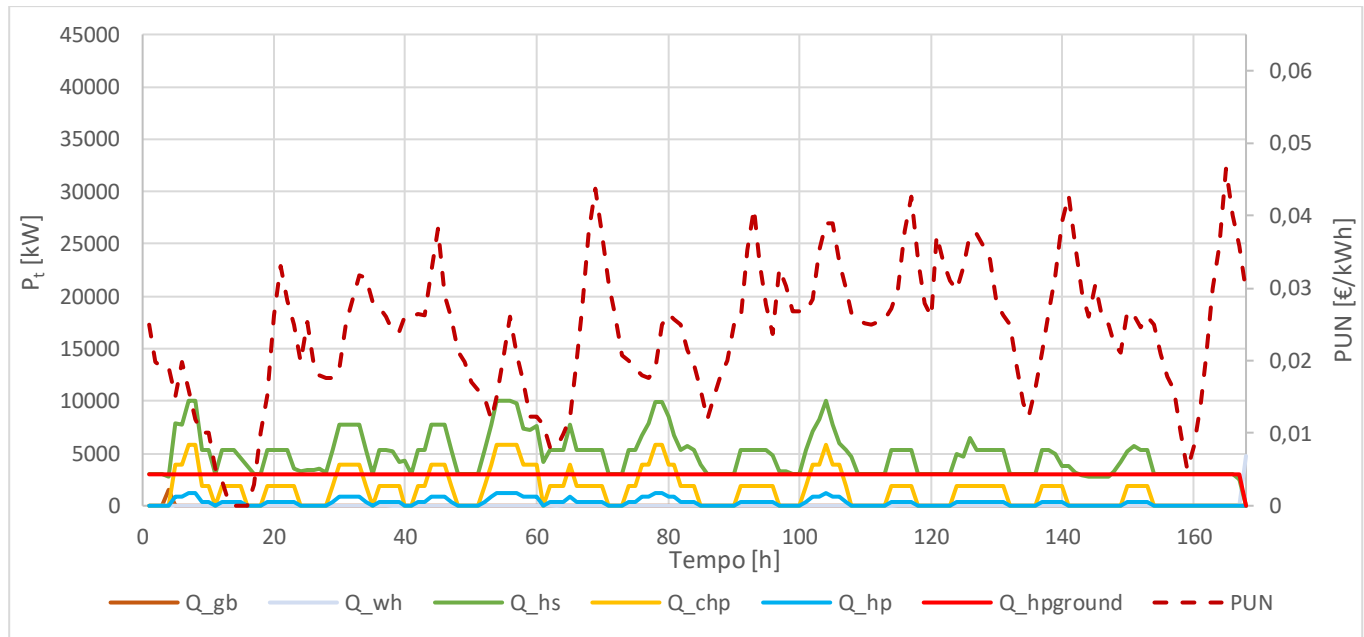


Figura 44 Scheduling di generazione di Aprile 2020: ottimizzazione ambientale

Confrontando l'energia prodotta dalle caldaie a gas con tassazione della CO₂ nell'ottimizzazione economica per il 2020 e l'energia prodotta dalle stesse caldaie nell'ottimizzazione ambientale, si evidenzia il fatto che la produzione si è ridotta dal 33% al 12%. La produzione di energia termica cogenerativa è aumentata di 13 punti percentuali.

Confrontando invece l'ottimizzazione economica relativa al 2021 la riduzione è inferiore in quanto l'elevato prezzo dell'energia elettrica rendeva già la produzione di cogenerativo più conveniente. Infatti, si la percentuale di calore prodotto dalle caldaie a gas si è ridotta solamente di 3 punti percentuale.

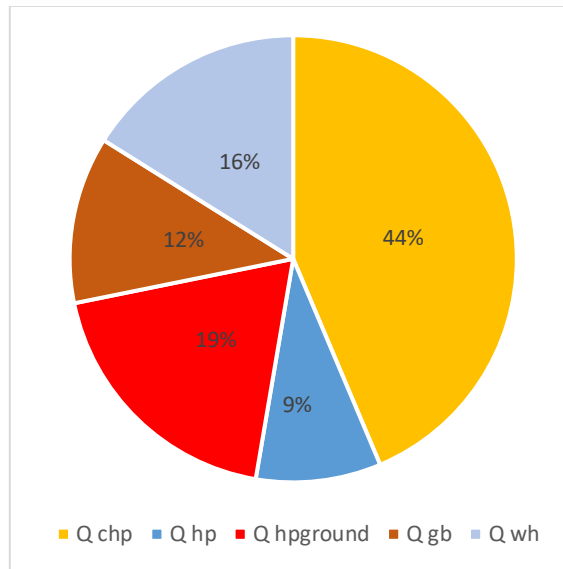


Figura 45 Calore prodotto da gennaio a aprile 2020: Ottimizzazione ambientale

In ultima battuta vengono confrontati i costi legati al sistema di teleriscaldamento per le due ottimizzazioni, e si nota che la differenza di costo non è affatto trascurabile. Per quanto riguarda l'ottimizzazione ambientale, i costi sono nettamente superiori. Il beneficio ambientale non coincide con il beneficio economico.

Sia per il 2021 che per il 2020, l'ottimizzazione ambientale implica dei costi maggiori a causa del fatto che in questa ottimizzazione il cogenerativo è portato a produrre anche nei momenti in cui non è economicamente conveniente.

È quindi interessante notare che, per quanto riguarda i costi sostenuti dai generatori di calore nell'analisi di ottimizzazione economica per il 2020 gli aumenti sono pari al 14% rispetto ai costi totali sostenuti nell'analisi economica. Relativamente alle emissioni di CO₂ in atmosfera l'ottimizzazione economica garantisce una riduzione del 6% nelle emissioni di CO₂.

Per l'anno 2021 la differenza percentuale è inferiore e si attesta pari al 4%.

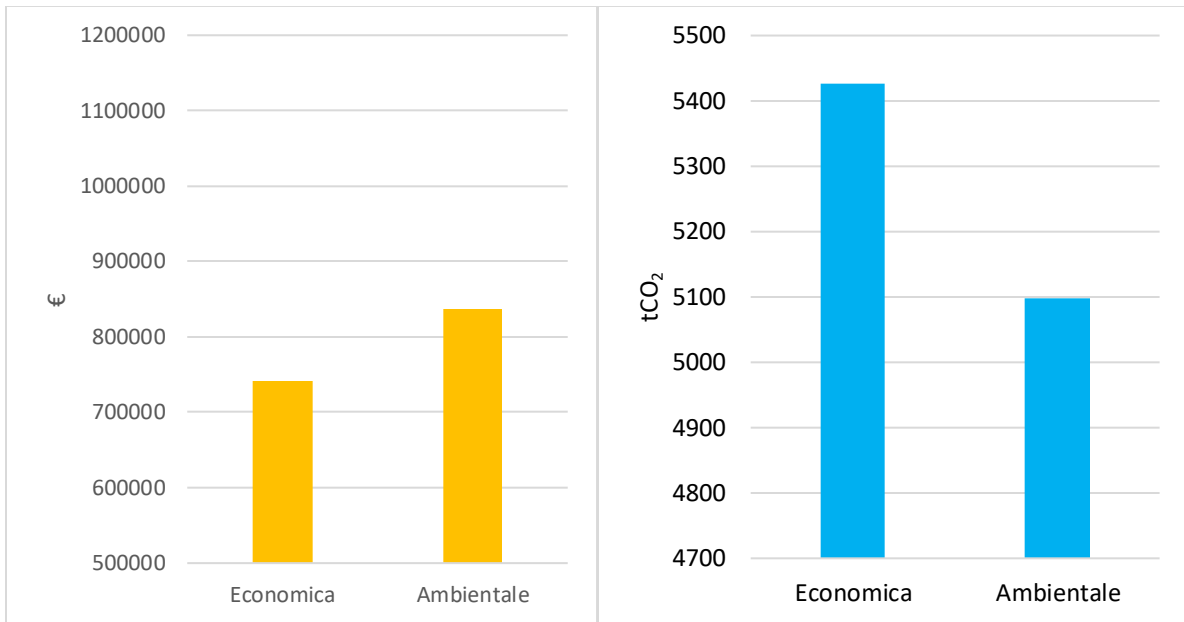


Figura 46 Confronto dei costi totali e emissioni di CO₂ tra le due ottimizzazioni per il 2020

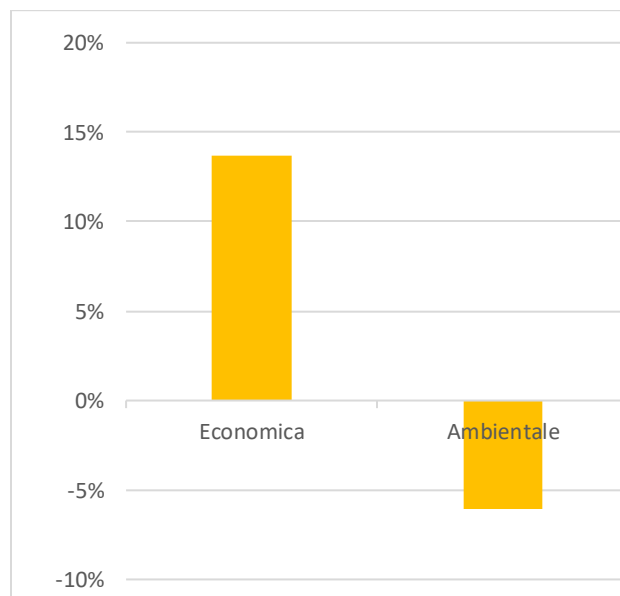


Figura 47 Confronto dei costi totali e emissioni di CO₂ in termini percentuali per il 2020

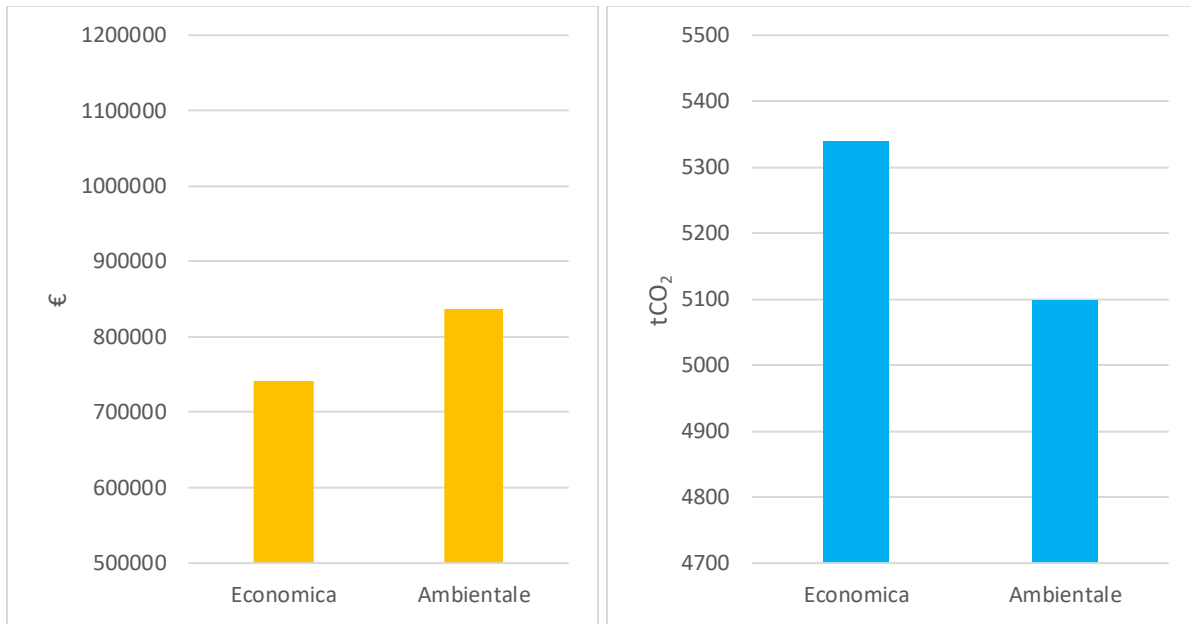


Figura 48 Confronto dei costi totali e delle emissioni di CO₂ tra le due ottimizzazioni per il 2021

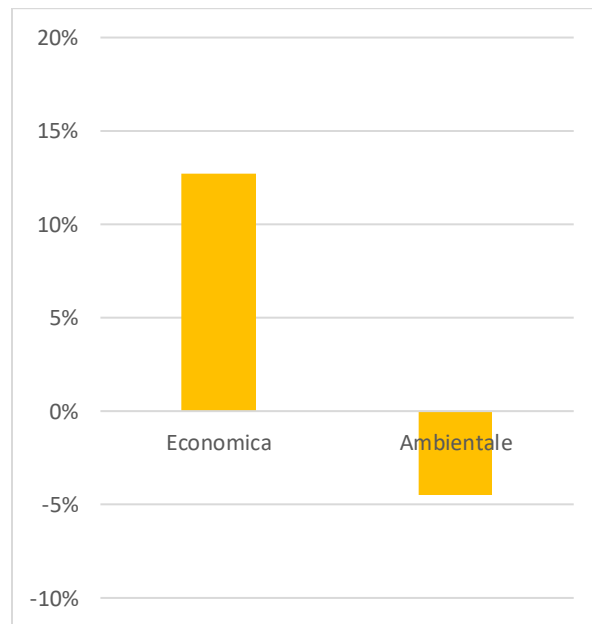


Figura 49 Confronto dei costi totali e delle emissioni di CO₂ in termini percentuali per il 2021

Bibliografia

- [1] International Energy Agency: District heating, <https://www.iea.org/reports/district-heating>
- [2] https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Nota%20TLR%202021%20-%20GSE.pdf
- [3] A. Boldrini ^{a,b,*}, J.P. Jim'enez Navarro ^a, W.H.J. Crijns-Graus ^b, M.A. van den Broek ^c, Titolo: The role of district heating systems to provide balancing services in the European Union, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111853>
- [4] Davide Quaggiotto, Jacopo Vivian, Angelo Zarrella, Titolo: Management of a district heating network using model predictive control with and without thermal storage, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115411>
- [5] Davide Quaggiotto, Jacopo Vivian, Angelo Zarrella, Titolo: Increasing the energy flexibility of existing district heating networks through flow rate variations, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115411>
- [6] Galindo Fernández, Marina, Bacquet, Alexandre, Bensadi, Soraya, Morisot, Paul, Oger, Alexis
Bacquet A.: Integrazione di fonti di calore e freddo rinnovabili e di scarto nei sistemi di teleriscaldamento e raffreddamento.
<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/cc9516dc-7268-11eb-9ac9-01aa75ed71a1/language-en>
- [7] IRENA: Transizione energetica <https://www.irena.org/energytransition#:~:text=The-energy-transition-is-a,emissions-to-limit-climate-change>
- [8] Thomas Heggartym, Jean-Yves Bourmaud, Robin Girard, Georges Kariniotakis: Valutazione multitemporale dei requisiti di flessibilità del sistema elettrico
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261919302107?via%3Dihub>
- [9] Elisa Guelpa, Vittorio Verda: Accumulo di energia termica nei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261919311481?via%3Dihub>
- [10] Annelies Vandermeulen, Bram van der Heijde, Lieve Helsen: Controllo del teleriscaldamento e reti di raffreddamento per sbloccare la flessibilità
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544218304328?via%3Dihub>
- [11] Analisi exergoeconomica dinamica di un impianto a pompa di calore utilizzato per servizi accessori in un sistema energetico integrato.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544218305024?via%3Dihub>

- [12] Juan Pablo Jimenez Navarro, Konstantinos C. Kavvadias, Sylvain Quoilin, Andreas Zucker: L'effetto congiunto di impianti centralizzati di cogenerazione e accumulo termico sull'efficienza e sul costo degli impianti il sistema di alimentazione.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218302536?via%3Dihub>

- [13] A. Sciomachen,,R. Sozzi: La struttura algoritmica di un sistema di supporto alle decisioni per la progettazione di una rete di teleriscaldamento.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0305054890900459>

- [14] Simone Buffa,Marco Cozzini, Matteo D'Antoni, Marco Baratieri, Roberto Fedrizzi : Sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento di quinta generazione: una rassegna dei casi esistenti in Europa. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308608>

- [15] Gestore dei mercati energetici GME, Esiti dei mercati e statistiche.

<https://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>

- [16] Wikipedia, Teleriscaldamento, 29/12/2022. <https://it.wikipedia.org/wiki/Teleriscaldamento>