

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

ANALISI DEI SISTEMI DI TELERISCALDAMENTO
ED OTTIMIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI
COGENERAZIONE



Relatore:

prof. Marco Badami

Correlatore:

Gabriele Fambri

Candidato:

Giorgia Carrozzo

Anno Accademico 2019/2020

Ringraziamenti

Un primo ringraziamento va al prof. Marco Badami e all'ing. Gabriele Fambri per la loro preziosa collaborazione ed il loro supporto costante.

Ringrazio la mia famiglia, in particolar modo miei genitori, per avermi permesso di intraprendere questo percorso universitario e di avermi sempre supportata e sopportata in questi anni, soprattutto nei momenti difficili, appoggiando e sostenendo fermamente la mia scelta e permettendomi di arrivare fino a qui; ringrazio i loro insegnamenti che mi hanno portata ad essere ciò che sono, provando ogni giorno a credere in me stessa. Ringrazio le mie sorelle, Marina, Chiara ed Irene, per avermi sempre sostenuta ed aiutata emotivamente, il mio porto sicuro dove rifugiarmi durante ogni tempesta; senza di loro tutto ciò non sarebbe stato possibile e non sarei arrivata al mio traguardo. Ringrazio Matteo, Orlando ed in soprattutto Giovanni che sono sempre riusciti a strapparmi un sorriso anche nei momenti più bui. Ringrazio mia nonna, mia zia ed i miei cugini per avermi accompagnato in questi anni credendo in me.

Ringrazio i miei amici che mi hanno accompagnata in questi anni, in particolare Stefano, Laura e Giulia, presenza importante nello studio e nella vita; senza di voi non sarei arrivata alla conclusione, ma soprattutto non sarebbe stato così bello.

Ringrazio Matilde che in questi anni mi ha alleviato gli studi con la sua spensieratezza; ringrazio Riccardo e Lina per essere stati la mia seconda casa ed il mio punto di riferimento a Torino.

Ringrazio Francesco per essere sempre stato al mio fianco in questi anni anche se quando era difficile farlo e per avermi spronata a non mollare mai.

Ringrazio, infine, la mia grande famiglia da Nord a Sud per esserci sempre stata.

Sommario

Indice figure	V
Indici Tabelle	VIII
Introduzione	IX
1 Teleriscaldamento e cogenerazione	1
1.1 Reti di teleriscaldamento a bassa temperatura	5
1.1.1 Reti di teleriscaldamento di 4 ^a generazione	7
1.1.2 Reti di teleriscaldamento di 5 ^a generazione	8
2 Caso studio analizzato	14
2.1 Descrizione del caso studio	14
2.1.1 Descrizione del modello di domanda termica	15
2.2 Il modello matematico, equazioni, efficienze	18
2.3 I parametri economici	23
2.4 Modellizzazione tramite Foglio Excel	30
2.5 Modellizzazione Simulink	41
3 Controllo e ottimizzazione del sistema	49
3.1 Strategie di controllo	49
3.1.1 Descrizione delle strategie di controllo	49
3.2 Descrizione algoritmo utilizzato	61
3.3 Descrizione inserimento del modello Simulink nella funzione dell'algoritmo ..	63
3.4 Esempi applicazioni sistema	64
3.5 Parametri usati per l'algoritmo e le variabili di ottimizzazioni nel caso	68
studio	68
4 Risultati	69
5 Conclusioni	84
6 Bibliografia	86

Indice figure

Figura 1.Obiettivi Europa 2030	1
Figura 2.Consumo energia in Europa.....	2
Figura 3. Cogenerazione e teleriscaldamento.....	3
Figura 4. Schema esemplificativo dell'uso dell'energia a confronto tra CHP e produzione singola di calore.....	4
Figura 5. Caratteristiche nuove generazioni di teleriscaldamento.....	6
Figura 6. Configurazione rete 4 ^a generazione con ACS.....	8
Figura 7. Sistemi rilavati di teleriscaldamento di 5 ^a generazione nei Paesi	9
Figura 8. Caratteristiche rete di teleriscaldamento di quinta generazione	11
Figura 9. Topologia griglie reti di 5 ^a generazione.....	12
Figura 10.Schema componenti rete di teleriscaldamento.....	14
Figura 11. Mappa rete di teleriscaldamento della città di Torino.....	15
Figura 12. Temperatura esterna in funzione delle ore del giorno.....	16
Figura 13. Temperatura esterna caso studio.....	16
Figura 14. Domanda termica del modello.....	17
Figura 15. Curva di durata domanda termica	18
Figura 16. Modello caso studio considerato.....	18
Figura 17. Modello del cogeneratore	19
Figura 18. Andamento rendimento elettrico in funzione di carico e potenza elettrica	20
Figura 19. Andamento rendimento elettrico e termico in funzione della potenza termica ed elettrica in percentuale	21
Figura 20. Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali	25
Figura 21. Mercato giorno prima giornata invernale a sinistra ed estiva a destra.....	26
Figura 22. Prezzo unico nazionale in funzione degli anni	27
Figura 23. Energia elettrica Excel.....	31
Figura 24.Energia termica foglio Excel	32
Figura 25.Energia del combustibile foglio Excel	32
Figura 26.Costi foglio Excel in funzione del carico	33
Figura 27. Ricavi Foglio Excel in funzione del carico.....	33
Figura 28.Costi e Ricavi foglio Excel in funzione del carico.....	34
Figura 29.Margine Operativo Lordo con e senza Titoli di efficienza energetica in funzione del carico	35
Figura 30. Valore di attualizzazione netto con e senza titoli di efficienza energetica.....	36
Figura 31. Energia elettrica confronto ore funzionamento modello Excel	37
Figura 32. Energia termica confronto ore funzionamento modello Excel	37
Figura 33. Costi confronto ore funzionamento modello Excel.....	38
Figura 34. Ricavi confronto ore funzionamento modello Excel.....	38
Figura 35.Margine Operativo Lordo confronto tra orari funzionamento foglio Excel	39
Figura 36. Valore netto di attualizzazione per diverse ore di funzionamento foglio Excel.....	39
Figura 37. Modello Simulink per calcolo potenza.....	41
Figura 38. Blocco domanda termica Edifici Simulink.....	42
Figura 39. Prima parte blocco rete di teleriscaldamento per ottenere la domanda termica richiesta in Simulink.....	42
Figura 40. Modellizzazione Cogeneratore in Simulink	43
Figura 41. Blocco Combustibile Simulink.....	43
Figura 42. Blocco rendimento del cogeneratore.....	44

Figura 43. Blocco produzione elettrica CHP	45
Figura 44. Blocco produzione termica su Simulink	46
Figura 45. Blocco caldaia modello Simulink.....	46
Figura 46. Blocco rete di teleriscaldamento Simulink.....	47
Figura 47. Blocco produzione termica modello 2	47
Figura 48. Blocco combustibile modello 2	48
Figura 49. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana invernale a maggior richiesta	52
Figura 50. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana invernale a minor richiesta.....	52
Figura 51. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a maggior richiesta termica	54
Figura 52. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, domanda a minor richiesta termica.	55
Figura 53. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, domanda a maggior richiesta termica, $k=200\%$	55
Figura 54. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, domanda a minor richiesta termica, $k=200\%$	56
Figura 55. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a maggior richiesta termica	59
Figura 56. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a minor richiesta termica.....	59
Figura 57. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a maggior richiesta termica, $k=200\%$	60
Figura 58. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a minor richiesta termica, $k=200\%$	60
Figura 59. Inserimento il parametro di ottimizzazione all'interno del modello Simulink.....	63
Figura 60. Funzione 1	64
Figura 61. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algoritmo genetico	64
Figura 62. Funzione 2	65
Figura 63. Funzione 2 con il vincolo imposto.....	65
Figura 64. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algoritmo genetico	66
Figura 65. Funzione 3	66
Figura 66. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algoritmo genetico	67
Figura 67. Funzione 4	67
Figura 68. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algoritmo genetico	68
Figura 69. Energia elettrica metodo 1	70
Figura 70. Costi del metodo 1 per le diverse fasce orario di funzionamento	70
Figura 71. Ricavi metodo 1 per le diverse fasce orario di funzionamento	71
Figura 72. Margine Lordo Operativo Metodo 1 per fasce orarie funzionamento	71
Figura 73. Tempo di ritorno dell'impianto per il metodo 1 con le rispettive fasce orarie	72
Figura 74. Valore netto di attualizzazione metodo 1 per fasce orarie funzionamento	72
Figura 75. Energia termica dissipata metodo 1 per fasce orarie di funzionamento ...	73
Figura 76. Energia elettrica prodotta metodo 2 per fasce orarie di funzionamento ...	73
Figura 77. Costi metodo 2 per fasce orari di funzionamento	74
Figura 78. Ricavi metodo 2 per fasce orari di funzionamento	74

Figura 79. Margine Lordo Operativo con titoli di efficienza energetica metodo 2 per fasce orari di funzionamento	75
Figura 80. Tempo di ritorno dell'investimento metodo 2 per fasce orari di funzionamento	75
Figura 81. Valore di attualizzazione netto metodo 2 per fasce orari di funzionamento	75
Figura 82. Energia termica dissipata dal cogeneratore metodo 3	76
Figura 83. Energia elettrica prodotta dal cogeneratore metodo 3	76
Figura 84. Costi per il metodo 3	77
Figura 85. Ricavi metodo 3	77
Figura 86. Margine Operativo Lordo metodo 3	77
Figura 87. Tempo di ritorno dell'impianto del metodo 3	78
Figura 88. Valore netto di ottimizzazione metodo 3	78
Figura 89. Parametri di ottimizzazione per i vari metodo e potenze	80
Figura 90. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 1, miglior risultato	80
Figura 91. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a minor richiesta, metodo 1, miglior risultato	81
Figura 92. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 2, miglior risultato	81
Figura 93. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a minor richiesta, metodo 2, miglior risultato	82
Figura 94. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 3, miglior risultato	82
Figura 95. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 3, miglior risultato	83
Figura 96. Valore netto di attualizzazione per le soluzioni migliore di metodo 1-2-3	83

Indici Tabelle

Tabella 1. Caratteristiche rete di teleriscaldamento prima, seconda e terza generazione.....	3
Tabella 2. Caratteristiche rete di teleriscaldamento di 4 ^a generazione	7
Tabella 3. Caratteristiche quinta generazione	8
Tabella 4. Casi esistenti teleriscaldamento quinta generazione	10
Tabella 5. Parametri caso studio considerato	14
Tabella 6. Disposizioni per agevolazioni in accisa.....	24
Tabella 7. Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali	26
Tabella 8. Prezzo Titoli di efficienza energetica.....	28
Tabella 9. Parametri calcolo.....	30
Tabella 10. Margine Operativo Lordo con e senza titoli di efficienza energetica in funzione del carico.....	34
Tabella 11. Tempo di ritorno dell'impianto in funzione del carico, con i titoli di efficienza energetica e senza	35
Tabella 12. Valore di attualizzazione netto con e senza titoli di efficienza energetica	35
Tabella 13. Casi confronto Excel per diverse ore funzionamento.....	36
Tabella 14. Margine Operativo Lordo per il confronto dati foglio Excel.....	38
Tabella 15. Tempo di ritorno dell'investimento in funzione delle ore di funzionamento dell'impianto foglio Excel	39
Tabella 16. Valore attualizzazione netto in funzione delle ore di funzionamento dell'impianto foglio Excel	39
Tabella 17. Strategia di controllo metodo 1	51
Tabella 18. Dati esempio metodo 1	51
Tabella 19. Strategia di controllo metodo 2	53
Tabella 20. Dati esempio metodo 2	54
Tabella 21. Dati esempio metodo 2 con $k=200\%$	55
Tabella 22. Strategia controllo metodo 3	57
Tabella 23. Dati esempio metodo 3	58
Tabella 24. Dati esempio metodo 3, $k=200\%$ carico minimo= 40%	59
Tabella 25. Risultati parametri di ottimizzazione metodo 1	69
Tabella 26. Energia termica dissipata metodo 1.....	69
Tabella 27. Risultati parametri di ottimizzazione metodo 2	73
Tabella 28. Risultati parametri di ottimizzazione metodo 3	76
Tabella 29. Risultati ottimizzazione per tutti i metodi con le potenze e le fasce orarie relative.....	79
Tabella 30. Risultato ottimo metodo 1.....	80
Tabella 31. Risultato ottimo metodo 2.....	81
Tabella 32. Risultato ottimo metodo 3.....	82

Introduzione

In questo lavoro si vuole analizzare l'ottimizzazione di un impianto di cogenerazione che viene installato per produrre calore per una rete di teleriscaldamento, che sostituisce una caldaia, quest'ultima viene mantenuta per sopperire ai picchi di richiesta.

Nel capitolo 1 viene descritto l'impianto di cogenerazione collegato con una rete di teleriscaldamento, chiarendo i vantaggi di tale scelta; inoltre viene descritta la nascita e lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento fino ad arrivare alle tecnologie più innovative degli ultimi anni. Per questo motivo vengono descritte nel dettaglio le reti di quarta e quinta generazione, considerate una scelta verso uno sviluppo sostenibile poiché lavorano con basse temperature e quindi possono sfruttare il calore anche delle fonti rinnovabili, in quest'ottica una buona prospettiva per il futuro.

Nel capitolo due si espone e si spiega il caso studio analizzato che considera la richiesta termica di un gruppo di edifici che corrispondono ad $1/10$ della volumetria abitativa di Torino, spiegando il metodo e la struttura della domanda termica. Di seguito viene spiegato il modello matematico, con le equazioni e la prima modellizzazione svolta su un foglio di calcolo Excel mettendo in luce tutti i parametri analizzati.

Successivamente viene spiegato come il sistema è stato modellizzato attraverso il software Matlab e Simulink per la schematizzazione dell'impiantistica, per la modellizzazione degli edifici che compongono la domanda termica e per lo studio degli aspetti economici legati all'installazione del cogeneratore. Infatti, vengono esplicitati tutti gli aspetti economici del sistema come il valore netto di attualizzazione, il tempo di ritorno dell'impianto e il margine operativo lordo.

Nel capitolo tre si spiega la strategia di ottimizzazione del sistema; sono state scelte tre strategie di controllo del sistema: una che prevede di utilizzare il cogeneratore con un controllo sul carico, il quale lavora fisso ad un dato valore, la seconda che

prevede di controllare la domanda termica che soddisfa il cogeneratore e l'ultima che vuole regolare non solo la domanda termica ma anche il carico minimo al quale funziona l'impianto, ognuna con fasce orarie di funzionamento.

Infine, viene analizzato l'algoritmo usato per l'ottimizzazione, nel caso esaminato si è scelto l'algoritmo genetico per svolgere le simulazioni. Così come la modellizzazione del sistema era stata svolta su Matlab e Simulink anche la simulazione dell'algoritmo viene svolta sul medesimo ambiente, perciò è stato spiegato come viene collegato il Simulink con Matlab in ottica di ottimizzazione e le prove matematiche svolte per testare il sistema.

Una volta svolto il controllo si è passati alla fase finale di simulazione: il modello composto dal cogeneratore e caldaia che soddisfa la domanda termica è utilizzato per trovare il miglior controllo del sistema per le tre strategie in modo da poter avere minor tempo di ritorno dell'impianto e il miglior valore netto di attualizzazione.

1 Teleriscaldamento e cogenerazione

Il cambiamento climatico è un dato di fatto e numerosi esperti affermano la necessità di adottare misure serie in tutto il mondo per mitigarne gli effetti.

Uno dei fattori che contribuiscono con riscaldamento globale e quindi il cambiamento climatico è la richiesta di calore collegata al riscaldamento ed al raffrescamento degli edifici poiché il calore viene in gran parte prodotto utilizzando risorse di combustibili fossili.

L'Unione europea ha inoltre dichiarato l'intenzione di voler ridurre le importazioni ed i consumi di combustibili fossili per garantirsi l'approvvigionamento energetico anche dai conflitti geopolitici [1].

Nell'aprile del 2019 è stato pubblicato il quarto rapporto sullo stato dell'Unione Europea dell'energia e mostra che l'approvvigionamento energetico dell'Europa è meno incentrato sull'importazione e più sulla diversificazione delle risorse e sulla cooperazione dei Paesi [2].

Inoltre, si pone obiettivi più ambiziosi per il 2030, come la riduzione del 40% delle emissioni di CO₂ rispetto al 1990 e l'aumento del 32% della produzione di energia da fonti rinnovabile [3].

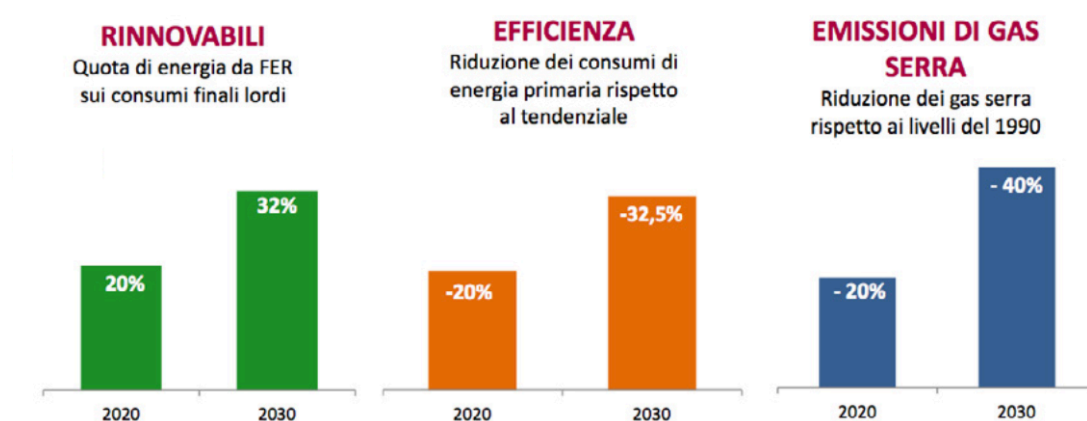


Figura 1. Obiettivi Europa 2030

L'obiettivo principale è, dunque, diminuire le emissioni di gas ad effetto serra del 90% entro il 2050 e puntare così alla decarbonizzazione: mantenendo l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 ° C e limitare l'aumento di

quest'ultima a 1,5 ° C, poiché ciò porterebbe ad una riduzione significativa dei rischi e degli impatti dei cambiamenti climatici [4].

Il consumo globale di energia nel 2018 è aumentato a quasi il doppio del tasso medio di crescita dal 2010, guidato da una solida economia globale e da maggiori esigenze di riscaldamento e raffreddamento in alcune parti del mondo. Come risultato di un maggiore consumo di energia, le emissioni di CO₂ sono aumentate dell'1,7% l'anno scorso e hanno raggiunto un nuovo record. [5]

In Europa, la domanda di riscaldamento e raffreddamento nel settore residenziale è responsabile di una quota di circa il 40% del consumo complessivo di energia finale e del 32% della produzione di CO₂ in Europa.

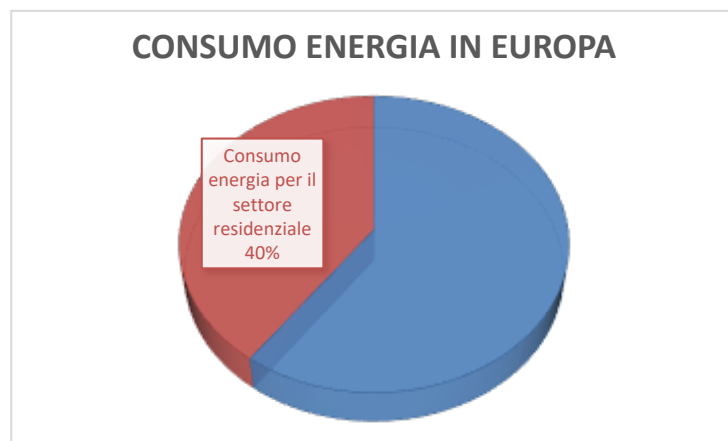


Figura 2. Consumo energia in Europa

Questi argomenti stanno provocando cambiamenti radicali nel settore energetico e nelle percezioni delle persone sull'uso ed il risparmio di energetico.

La tecnologia della rete di teleriscaldamento e raffreddamento (DHC) è stata riconosciuta come una soluzione promettente per la riduzione sia dei consumi di energia primaria sia delle emissioni locali per coprire la domanda di riscaldamento degli edifici [1].

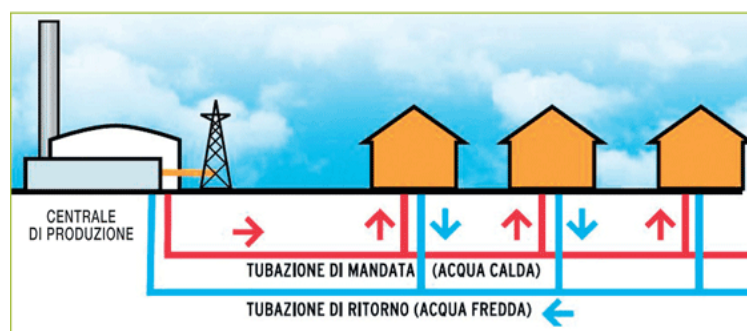


Figura 3. Cogenerazione e teleriscaldamento

Il teleriscaldamento fu introdotto alla fine del diciannovesimo secolo da Birdsill Holly, un ingegnere idraulico, che è considerato il padre di tale tecnologia finalizzata a migliorare l'efficienza delle centrali elettriche, sfruttando il calore residuo del vapore nelle caldaie utilizzate principalmente per la produzione di energia.

Dopo gli anni '30, il vapore, come fluido vettore, viene sostituito nelle reti di teleriscaldamento con acqua in pressione (Temperatura di Fornitura $>100^{\circ}\text{C}$), in questo periodo inizia ad evidenziarsi la problematica delle perdite di calore.

La maggiore efficienza dell'edificio ha permesso di ridurre ulteriormente la temperatura di mandata della terza generazione di DH a $70^{\circ}\text{C} - 100^{\circ}\text{C}$. È stata eliminata la necessità di pressurizzare l'acqua nel circuito idraulico, il che ha permesso di introdurre i tubi prefabbricati in camicia di plastica in DH. [6]

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

Generazione	Prima	Seconda	Terza
Fluido termovettore	Vapore	Acqua	Acqua
Temperatura mandata	300°C	$>100^{\circ}\text{C}$	$70-100^{\circ}\text{C}$
Materiale tubo	Acciaio	Acciaio	Rivestimento in plastica

I sistemi di teleriscaldamento tradizionali sono costituiti da centrali che producono acqua calda ad alta temperatura che viene distribuita all'utenza tramite sistemi di tubazioni. Queste possono essere locali a un gruppo di edifici o singoli quartieri o estendersi a intere città. Il calore viene solitamente prodotto in una struttura centrale, che è spesso un impianto combinato di energia e calore (CHP) a

combustibile fossile (Werner, 2017). Si tratta di un processo altamente efficiente, poiché nei tradizionali sistemi di produzione solo il 40-50% dell'energia termica prodotta da combustibili fossili viene successivamente trasformata in energia elettrica, mentre il resto viene disperso nell'ambiente.

Grazie alla cogenerazione, è possibile recuperare il calore inutilizzato per creare nuova energia utile sia per usi industriali che privati.

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica (calore) ottenute in impianti che utilizzano la stessa energia primaria.

Generalmente per produrre la sola energia elettrica si utilizzano le centrali termoelettriche che utilizzando combustibili fossili producono energia elettrica e quindi disperdono la quantità di calore prodotta.

Secondariamente per produrre energia termica comunemente si usano delle caldaie in grado di convertire l'energia primaria del combustibile. In questi termini è evidente che la cogenerazione diventa utile nel caso in cui si ha la necessità di avere contemporaneamente energia elettrica ed energia termica. In tal caso, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico che sfrutta i livelli termici più alti per produrre energia elettrica, cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. Così facendo si eviterà di installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete.

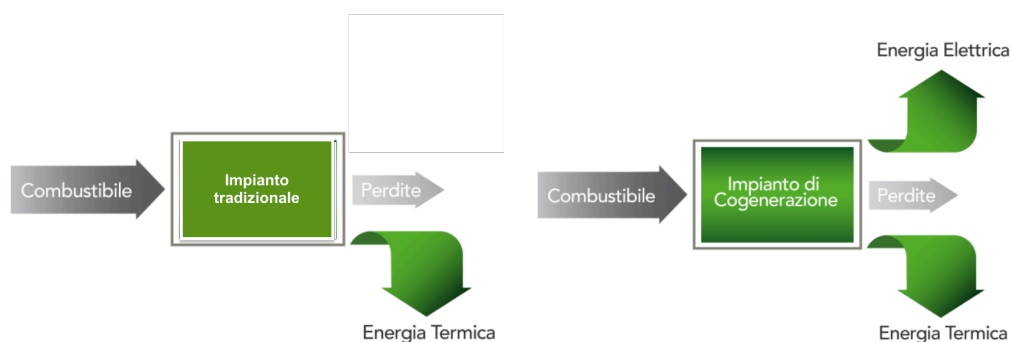


Figura 4. Schema esemplificativo dell'uso dell'energia a confronto tra CHP e produzione singola di calore

La cogenerazione è quindi molto diffusa nel settore industriale, ma si sta diffondendo anche nel settore terziario e residenziale. Negli ultimi anni, anche le reti di teleriscaldamento italiane hanno registrato un costante aumento in termini di estensione e di volumetria riscaldata. La maggior parte di queste sono alimentate da calore prodotto mediante cogenerazione.

Il vantaggio della combinazione di teleriscaldamento e cogenerazione è evidente e si può facilmente capire che utilizzando un'unica centrale per la produzione del calore per le abitazioni si andrebbero a rimuovere tutte le caldaie condominiali o abitative installate con una riduzione del numero dei camini e quindi delle emissioni di inquinanti.

1.1 Reti di teleriscaldamento a bassa temperatura

Il cogeneratore che soddisfa la domanda termica della rete di teleriscaldamento, anche se si tratta di un processo altamente efficiente, non si basa su fonti rinnovabili e quindi non è un'alternativa sostenibile all'uso del gas naturale.

Questi sistemi, inoltre, soffrono ancora di significative perdite di calore e costi di installazione elevati. Soprattutto in estate, quando generalmente molti sistemi DH funzionano solo per soddisfare la domanda di ACS, le perdite termiche della rete possono raggiungere un valore di circa il 30% dell'energia fornita a causa dell'elevato tempo di ritenzione dell'acqua nella rete. [1]

Prando et al. (2015) sostengono che la redditività economica delle tradizionali infrastrutture DH ad alta temperatura può essere compromessa da questi problemi insieme alla riduzione della domanda di riscaldamento a causa del tasso di rinnovo del parco immobiliare esistente. Per questi motivi, la ricerca attuale si concentra sulle reti DHC di quarta e quinta generazione, che possono raggiungere elevate efficienze operando a basse temperature.

La diminuzione della temperatura e una maggiore standardizzazione dei componenti possono consentire di ridurre le perdite di trasporto e la diversificazione di

approvvigionamento di fonti di calore, come il calore residuo proveniente dall'incenerimento dei rifiuti e le fonti di calore geotermico.

Secondo Lund et al. (2014), le generazioni future di teleriscaldamento dovrebbero essere basate sulle fonti rinnovabili e ridurre la domanda di calore degli edifici.

In quest'ottica sono state definite le caratteristiche che queste reti dovrebbero possedere per poter soddisfare i requisiti prima esposti:

- la capacità di fornire calore a bassa temperatura a edifici esistenti, ristrutturati e nuovi;
- avere basse perdite di rete;
- la capacità di riciclare il calore e integrare le fonti rinnovabili;
- la capacità di essere parte integrante di un sistema multi-energia rinnovabile (MES), compreso il raffreddamento;
- avere un solido modello di business, anche nella transizione verso fonti di energia rinnovabile. [1]

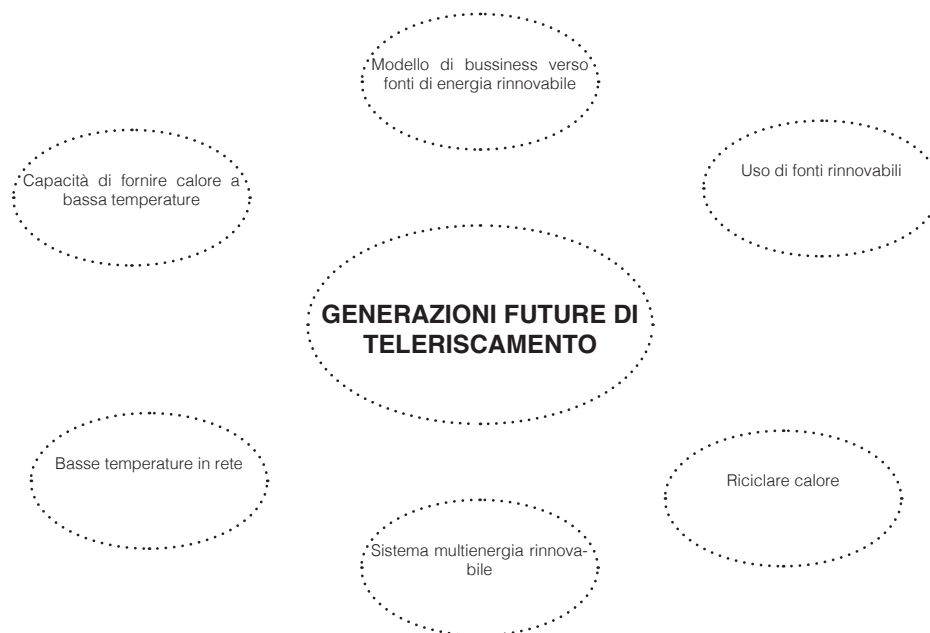


Figura 5. Caratteristiche nuove generazioni di teleriscaldamento

1.1.1 Reti di teleriscaldamento di 4^a generazione

Le reti di teleriscaldamento di quarta generazione abbassano la temperatura a 55 °C, ottimizzando la qualità della corrispondenza temporale tra domanda e offerta di riscaldamento. [7]

Tabella 2. Caratteristiche rete di teleriscaldamento di 4^a generazione

<i>Generazione</i>	<i>Fluido termovettore</i>	<i>Temperatura mandata</i>	<i>Materiale tubo</i>
<i>Quarta</i>	Acqua	55°C	Rivestimento in plastica

Una ricerca condotta dall'Agenzia danese per l'energia (Energistyrelsen) [6] ha determinato che la domanda specifica di riscaldamento per le nuove case era di 42,6 kWh / m² e ha inoltre confermato che il riscaldamento degli ambienti è possibile con una temperatura di fornitura inferiore a 55 ° C per edifici esistenti degli anni '70 con misure di ristrutturazione di base. [7]

Tuttavia, il trattamento dell'acqua calda sanitaria (ACS) richiede delle strutture aggiuntive quando la temperatura di alimentazione scende sotto i 55°C essendoci delle restrizioni legislative relative alla crescita della legionella [8]. Quindi vengono discussi i possibili approcci per decentralizzare la preparazione dell'acqua calda sanitaria [9-11]. Una soluzione promettente è un sistema con uno scambiatore di calore istantaneo e un micro-serbatoio con riscaldatore ad immersione sul lato consumatore, poiché ha una perdita di calore ragionevole e consente una riduzione significativa della temperatura media di ritorno [9].



Figura 6. Configurazione rete 4ª generazione con ACS

Lund et al. [10] discutono l'approccio dell'installazione di micro-pompe di calore per l'aumento della temperatura dell'acqua calda sanitaria in ogni edificio; anche se gli alti costi di investimento non promettono una buona riuscita della soluzione trovata. Tuttavia, questa soluzione comporta una significativa riduzione della domanda di energia primaria a bassi costi di produzione del calore [11]. In quest'ottica, diminuendo la temperatura di mandata in modo che corrisponda alla temperatura della domanda dell'edificio, Østergaard et al. [12] suggeriscono che le perdite di distribuzione del calore sono ridotte a circa il 30% rispetto ai sistemi di terza generazione. Queste ridotte perdite di calore migliorano lo sviluppo di DH nelle aree rurali, che hanno una densità della domanda di riscaldamento relativamente bassa rispetto alle aree urbane con un'alta densità [13].

1.1.2 Reti di teleriscaldamento di 5ª generazione

Il teleriscaldamento e il raffreddamento di quinta generazione (5GDHC) combina le proprietà dei sistemi locali di energia rinnovabile con i principi del futuro teleriscaldamento definito da Lund et al. (2014) [14].

Tabella 3. Caratteristiche quinta generazione

Generazione	Fluido termovettore	Temperatura mandata	Materiale tubo
Quinta	Acqua	10-25°C	Polietilene

La temperatura di mandata di un sistema di teleriscaldamento di quinta generazione (5GDHC) come definito da Fedrizzi [15] è compreso tra 10 e 25 ° C. L'intervallo di temperatura può essere superato, a seconda del carico dell'edificio, dalle fonti di calore disponibili, dalle strategie di controllo individuali e dalle condizioni meteorologiche locali.

Molti dei sistemi a bassa temperatura rilevati si trovano in aree con falde acquifere altamente produttive, sfruttando le acque sotterranee come fonte termica mediante pozzi di estrazione e iniezione. Alcuni sistemi sfruttano il mare o un lago come fonti "quasi infinite" di energia termica. Altri sistemi, che non possono sfruttare una fonte idrotermale, sono concepiti diversamente: includono una rete a circuito chiuso collegata a un campo di trivellazione in modo che il terreno possa essere sfruttato come fonte di energia termica.

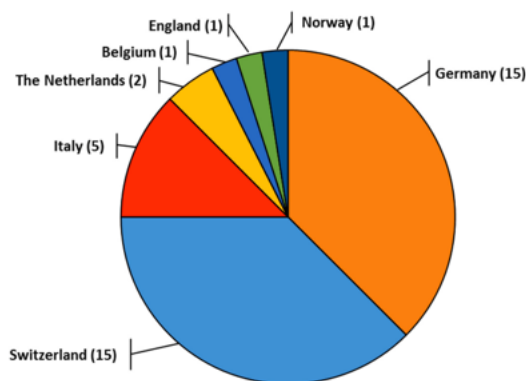


Figura 7. Sistemi rilevati di teleriscaldamento di 5^ generazione nei Paesi

Come si vede in Fig.7, la maggior parte dei sistemi installati si trovano in Germania ed in Svizzera, infatti questi due possono essere considerati come i pionieri di questa tecnologia.

In particolare, nelle regioni nord-orientali e sud-occidentali della Svizzera le reti 5GDHC stanno crescendo rapidamente [10]. Il principale motore di questo fenomeno è il concetto di politica energetica della "Società da 2000 Watt" sviluppato all'ETH di Zurigo e supportato dal 75% della popolazione di Zurigo in un referendum tenutosi nel 2008. Questo vuole dimostrare che è possibile limitare l'importo di consumo di energia primaria pro capite equivalente a una potenza media di 2 kW all'ora (ovvero

48 kWh al giorno o 17520 kWh all'anno), senza sacrificare il comfort. Per raggiungere questo obiettivo la popolazione svizzera deve ridurre i suoi consumi di tre volte il consumo attuale. Il distretto Richti Wallisellen e il campus ETH Hönggerberg in Svizzera sono i primi siti in cui la politica energetica della "Società da 2000 Watt" è stata implementata tramite reti 5GDHC. Entrambi sfruttano il TES del pozzo stagionale e il calore in eccesso per favorire la sua rigenerazione [16,17].

Nel 1995 in Norvegia, l'impianto di riscaldamento e raffreddamento nel campus dell'Università di Bergen è stato aggiornato con un 5GDHC per sfruttare l'acqua di un fiordo come alternativa sostenibile ai sistemi convenzionali basati su combustibili fossili.

Tabella 4. Casi esistenti teleriscaldamento quinta generazione

<i>Casi Esistenti</i>	<i>Paese</i>	<i>Fonte energia</i>	<i>Anno messa in opera</i>
Richti Wallisellen	Svizzera	Geotermia	2008
Università di Bergen	Norvegia	Acqua di fiordo	1995

Per migliorare l'efficienza energetica dei sistemi di riscaldamento il teleriscaldamento a bassa temperatura sarebbe una soluzione su cui investire. Basti pensare che l'efficienza di molte fonti rinnovabili, come pompe di calore, geotermia, solare o caldaie a biomassa con condensazione dei gas di combustione, aumenta notevolmente con le basse temperature; inoltre un abbassamento della temperatura andrà a ridurre le perdite del teleriscaldamento.

Per questi motivi, il teleriscaldamento a bassa temperatura può potenzialmente svolgere un ruolo importante nel futuro sistema energetico europeo.

La rete di teleriscaldamento di quinta generazione è un concetto decentralizzato, bidirezionale, vicino alla temperatura del suolo e di teleriscaldamento che si basa sul principio di chiudere il più possibile i circuiti energetici e di utilizzare fonti rinnovabili per colmare il divario tra offerta e domanda.

Caratteristiche rete

Di seguito vengono descritte le caratteristiche principali della rete di teleriscaldamento di quinta generazione.

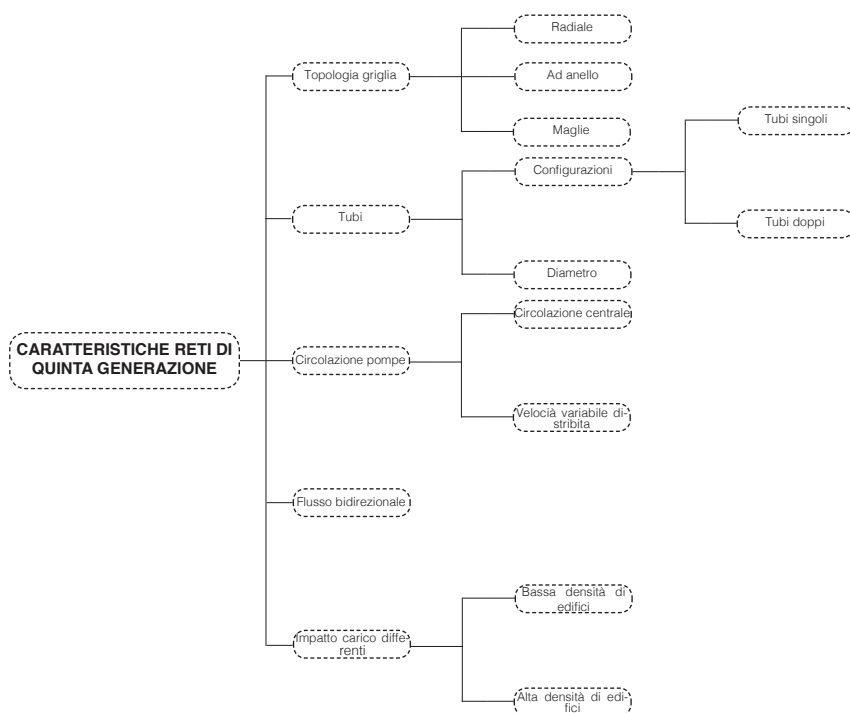


Figura 8. Caratteristiche rete di teleriscaldamento di quinta generazione

Topologia a griglia

La topologia della griglia e il layout delle tubazioni della rete di teleriscaldamento sono determinate dalle condizioni locali. In generale, ci sono tre topologie di griglia principali: la griglia radiale, la griglia ad anello e la griglia a maglie, come mostrato in Fig.9.

Le griglie radiali rappresentano una topologia ad albero e hanno un singolo sistema di energia distrettuale centralizzata (DES), che potrebbe essere una caldaia in caso invernale o un refrigeratore nel caso estivo. Una topologia ad albero ha una radice, che è il DES, da cui i tubi si diramano e si collegano agli edifici.

Nei distretti eterogenei con un'elevata diversità di carico, che è l'equilibrio tra i carichi di riscaldamento e raffreddamento, le reti a maglie consentono di spostare il calore prodotto verso l'estremità della domanda in uno schema di flusso bidirezionale con un calo della temperatura ridotto al minimo. Le reti a maglie hanno un'elevata sicurezza dell'approvvigionamento e possono essere facilmente estese, ma questo design di rete porta al più alto costo di investimento. [7]

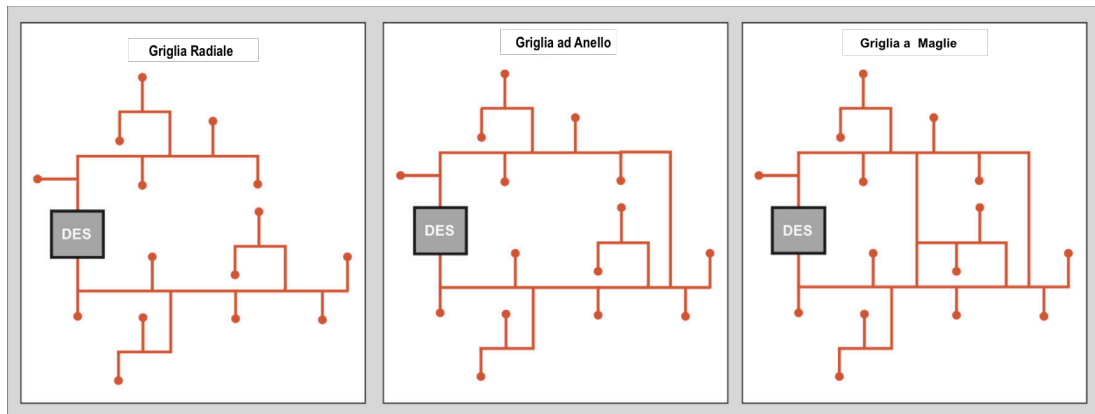


Figura 9. Topologia griglie reti di 5^a generazione

Configurazione tubazioni

Il costo di investimento del tubo è influenzato dalla lunghezza e il diametro totali, in quanto cambia significativamente in base alle diverse configurazioni delle tubazioni. Gagné-Boisvert et al. [18] hanno analizzato due tipi di configurazioni: a due tubi ed a tubo singolo. Nei sistemi a due tubi, gli edifici sono disposti in parallelo, e supponendo una perdita di calore trascurabile, offrono la stessa temperatura di ingresso a ciascuna sottostazione. Per un sistema a tubo singolo, ogni edificio collegato attinge e scarica nello stesso tubo principale, portando a temperature di ingresso diverse per l'edificio, ma rispetto a un sistema a due tubi, la lunghezza totale della tubazione viene dimezzata. Secondo Gagné-Boisvert, il consumo totale di elettricità dei sistemi a tubo singolo è superiore del 5% rispetto ai sistemi a due tubi. [7]

Diametro tubi

Zeng et al. [19] ha definito i costi di investimento, i costi operativi annuali e i costi di manutenzione per il circuito idraulico le caratteristiche principali per l'ottimizzazione del diametro del tubo. Si deduce che la modifica della portata nominale influisce in modo significativo sui diametri ottimali del tubo. [7]

Circolazione pompe

La circolazione delle pompe è impostata sulla riduzione del consumo di elettricità nelle richieste delle reti e prevede nuovi approcci per l'impostazione della pompa di circolazione. Le convenzionali pompe di circolazione centrali (CCCP) potrebbero essere sostituite da pompe a velocità variabile distribuite (DVSP). Wang et al. [20] ha identificato una riduzione del consumo di energia di pompaggio fino al 90% quando si utilizzano DVSP anziché CCCP. [7]

Flusso Bidirezionale

I risultati di due casi studio [21] hanno mostrato che implementando un flusso bidirezionale il consumo di energia primaria è ridotto fino al 42%. L'idea di implementare un flusso bidirezionale è quella in cui i circolatori scaldano il calore verso il luogo in cui è necessario, invece di forzarlo verso i punti in cui non è richiesto. Quindi, usando il flusso bidirezionale, non esiste più un sistema dedicato a due tubi con un tubo di alimentazione e di ritorno, ma piuttosto solo un tubo caldo o freddo. [7]

Impatto carichi differenti

Un recente studio [22] confronta gli edifici di riscaldamento e raffreddamento singolarmente o collegandoli alla rete. I risultati mostrano che nei distretti a bassa densità è più efficiente il sistema collegato alla rete rispetto ai singoli edifici aggregati. [7].

2 Caso studio analizzato

2.1 Descrizione del caso studio

Il sistema su cui viene effettuato lo studio è una struttura in cui una rete di teleriscaldamento con una richiesta di calore data viene soddisfatta da un cogeneratore e una caldaia di backup.

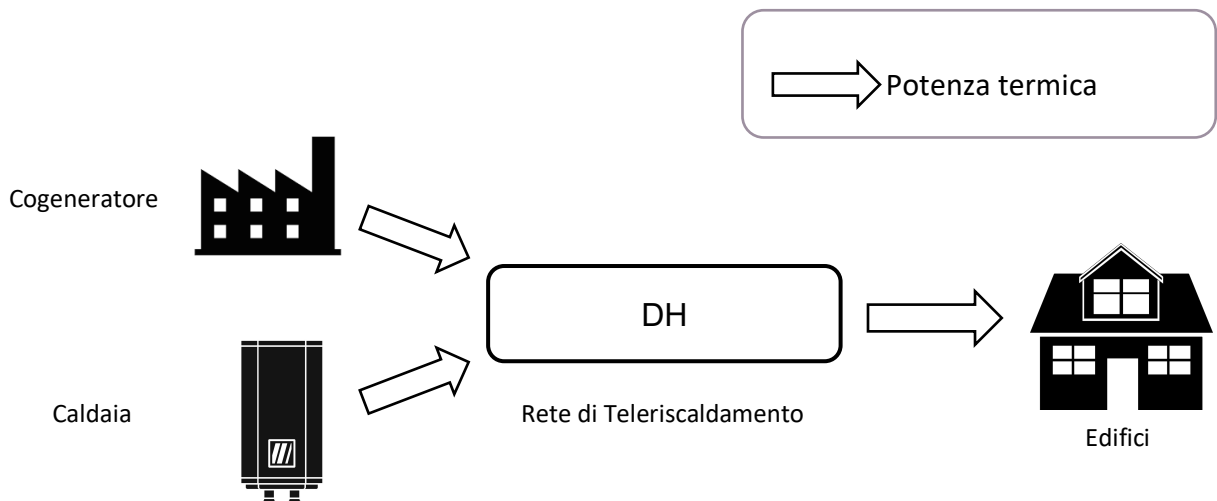


Figura 10. Schema componenti rete di teleriscaldamento

Come si può vedere dalla figura 10 il modello rappresenta un blocco di edifici che rappresentano 1/10 della volumetria attualmente presente a Torino.

La richiesta di calore viene soddisfatta dalla rete di teleriscaldamento che collega gli edifici all'impianto, composto da cogeneratore e dalla caldaia di backup. La rete di teleriscaldamento ha perdite termiche che vengono aggiunte alla domanda termica che deve essere soddisfatta dall'impianto.

Tabella 5. Parametri caso studio considerato

Parametri		Valore	Unità
Energia termica richiesta dagli edifici	E_{th}	200	GWh
Volumetria edifici	$V_{edifici}$	4,40	Mm ³

2.1.1 Descrizione del modello di domanda termica

La rete di teleriscaldamento considerata in questo lavoro rifornisce la città di Torino situata nel Nord-Est dell'Italia a 250 m dal livello del mare con circa 900.000 abitanti. La rete di teleriscaldamento della città di Torino è in continua evoluzione: i primi utenti del sistema DH sono stati collegati nel 1982, quando un'unità di cogenerazione ha iniziato a produrre elettricità e calore in un distretto settentrionale della città. Negli anni seguenti, diversi siti produttivi sono stati collegati alla rete e le dimensioni della rete e il numero di utenti sono aumentati continuamente.

La parte principale degli utenti collegati è costituita da edifici residenziali (circa il 75%), mentre la parte restante è composta da uffici di pubblica amministrazione, scuole, ospedali ed edifici commerciali. L'area totale servita dalla rete è mostrata nella figura sottostante. [13]



Figura 11. Mappa rete di teleriscaldamento della città di Torino

La richiesta termica è stata ottenuta dai dati riportati nel rif. [14] e dal profilo della temperatura della città di Torino per l'anno 2016 [15].

I dati operativi sono disponibili da ottobre 2001 ad aprile 2011, che rappresenta il consumo di energia di dieci stagioni di riscaldamento. Oltre al set di informazioni raccolte sul funzionamento della rete di teleriscaldamento, sono stati raccolti alcuni dati meteorologici. La temperatura esterna è stata registrata con la stessa fase temporale dei dati di calore e altri dati sono stati ottenuti con un passo temporale giornaliero, aggregando diverse stazioni di misurazione nella città di Torino [16].

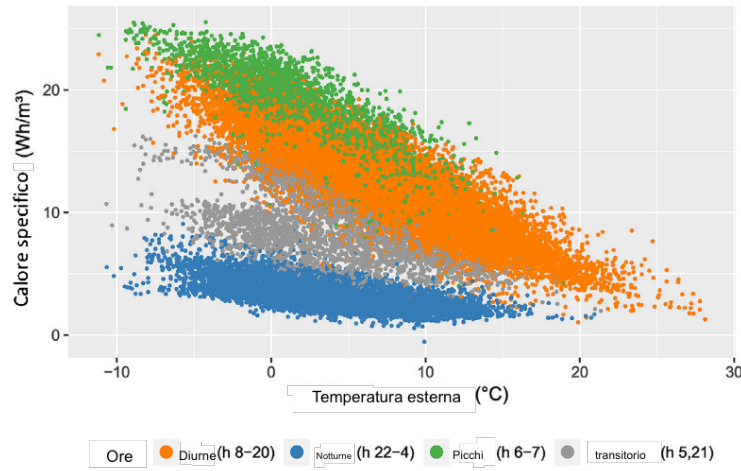


Figura 12. Temperatura esterna in funzione delle ore del giorno

I dati giornalieri disponibili sono le temperature esterne minime e massime, la pioggia totale, il livello della neve, la velocità media del vento e la velocità orizzontale globale. I dati raccolti vengono analizzati per studiare le possibili correlazioni tra la rete di teleriscaldamento ed il consumo di calore connesso.

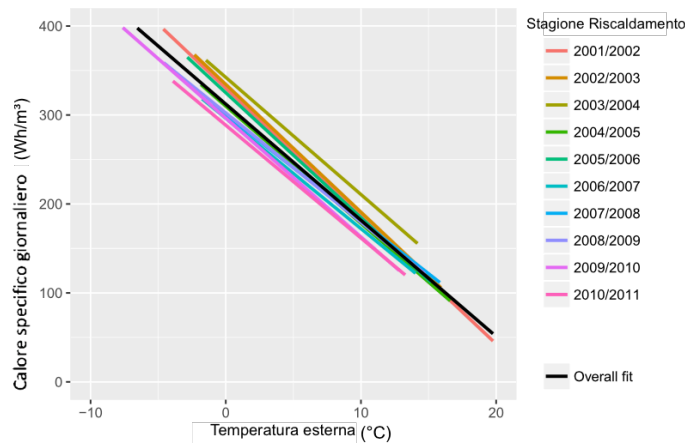


Figura 13. Temperatura esterna caso studio

I dati sulla rete di teleriscaldamento evidenziano che sono influenzati dalla volumetria considerata e da come è settato il funzionamento della rete; grazie a questo studio quindi si può estrapolare quella che è la domanda termica per poter dimensionare l'impianto.

La domanda termica degli edifici è stata ottenuta dai dati riportati nel ref. [18].

La richiesta di calore giornaliera (stagione di calore [Wh], Q_{th_giorno}) per la stagione di riscaldamento è stata calcolata dal 15 ottobre al 15 aprile con l'Eq. (1) [15].

$$Q_{th_giorno} = (312 - 13 * T_m) * V \quad (1)$$

dove T_m [$^{\circ}C$] è la temperatura media giornaliera e V [m^3] è il volume riscaldato, che corrisponde a un totale di circa 90 milioni di metri cubi [13]. Il carico termico giornaliero al di fuori della stagione di riscaldamento non è stato considerato dipendente dalla temperatura esterna ma pari a 13 Wh per metro cubo [15].

La domanda termica si divide in richiesta di teleriscaldamento (2/3 del totale) e domanda di calore totale. [15]

Di seguito viene riportato nella figura sottostante l'andamento della domanda termica e la curva di durata durante l'intero anno:

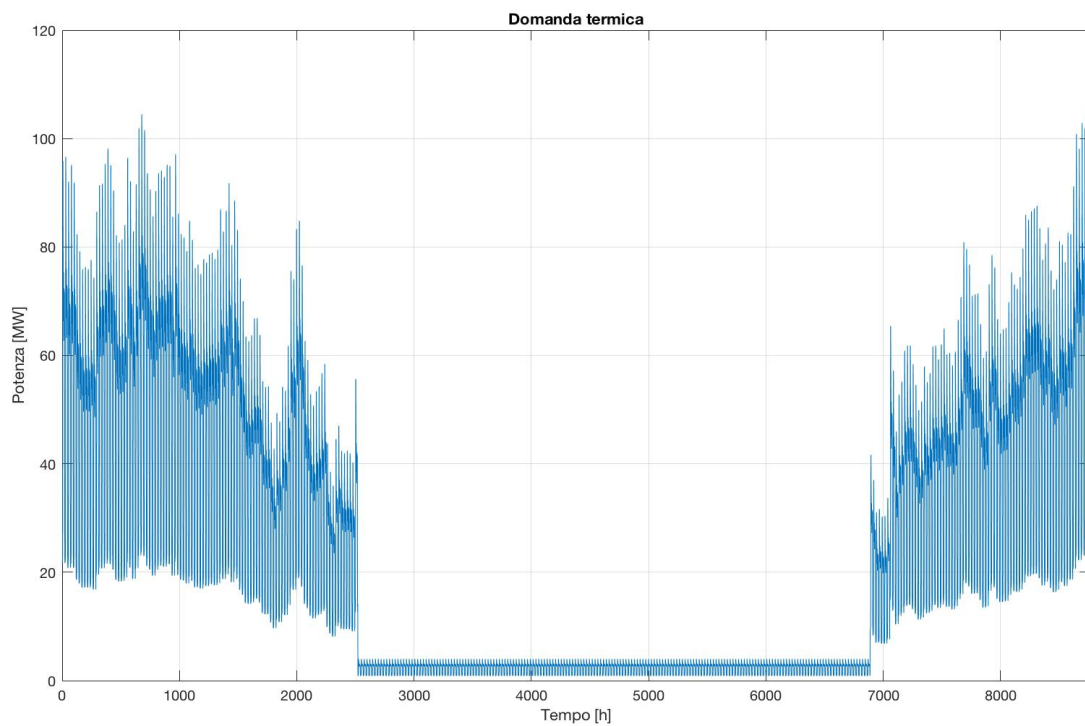


Figura 14. Domanda termica del modello

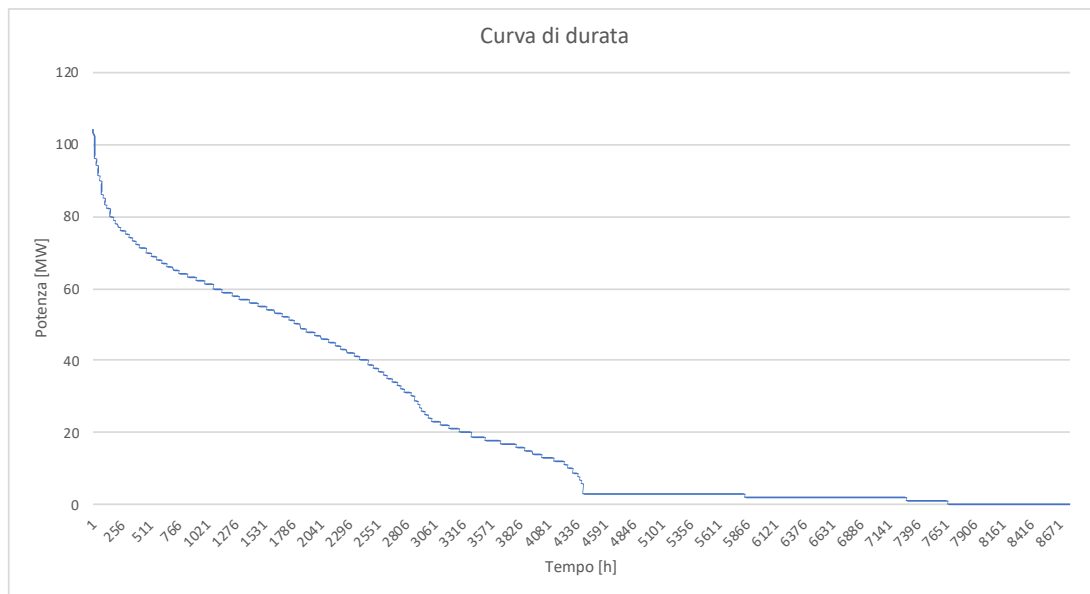


Figura 15. Curva di durata domanda termica

2.2 Il modello matematico, equazioni, efficienze

Il modello matematico che viene spiegato di seguito è la rappresentazione in equazioni di ciò che è stato spiegato precedentemente.

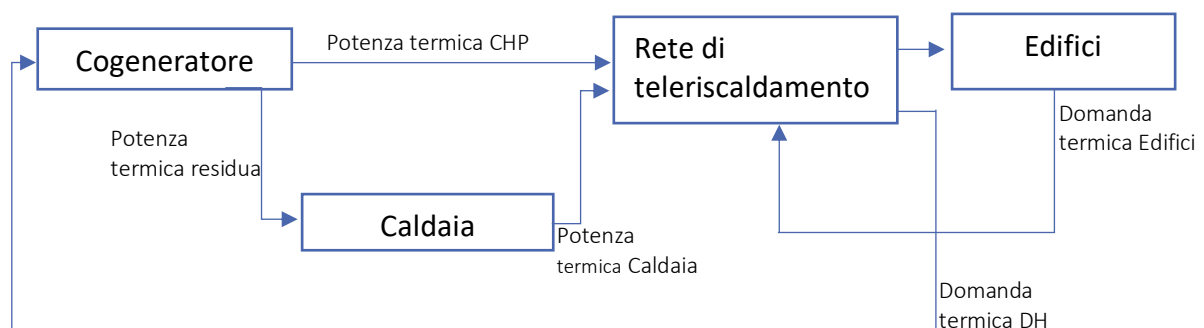


Figura 16. Modello caso studio considerato

La domanda termica viene soddisfatta dal cogeneratore, il quale funziona con un carico costante, perciò si considera la potenza di combustibile massima e si calcola la potenza termica ed elettrica che vengono prodotte.

Quindi, partendo dal cogeneratore:

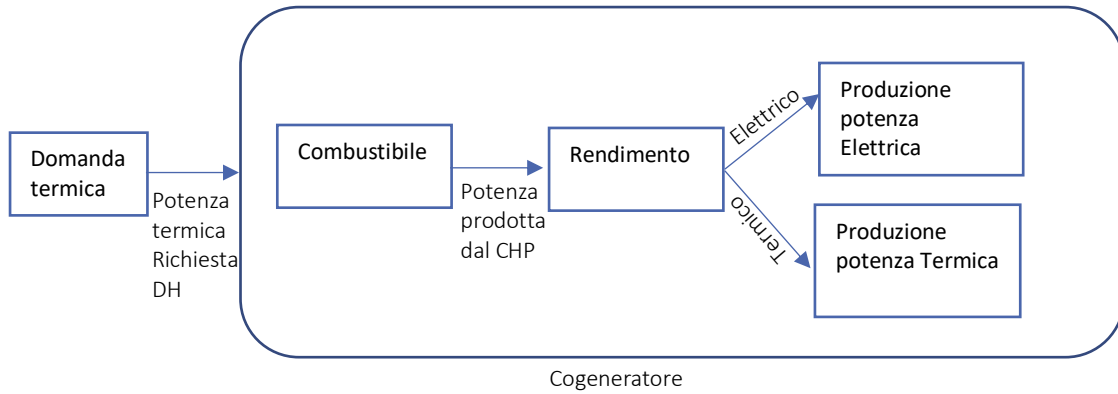


Figura 17. Modello del cogeneratore

Oltre alla domanda termica si conosce anche la potenza massima del cogeneratore, da cui è possibile dedurre la potenza massima di Gas Naturale che è possibile utilizzare:

$$P_{Gas\ Naturale\ max_CHP,t} = \frac{P_{th_maxCHP}}{\eta_{th_max}} = \frac{P_{th_maxCHP}}{IU - \eta_{el_max}} \quad (2)$$

Dove:

- P_{th_maxCHP} è la potenza massima termica prodotta dal cogeneratore;
- $P_{Gas\ Naturale_CHP,t}$ è la potenza massima in ingresso di Gas naturale;
- η_{th_max} è il rendimento termico massimo;
- IU è l'indice di utilizzazione;
- η_{el_max} è il rendimento elettrico massimo.

La potenza di gas Naturale è in funzione del carico, un parametro moltiplicativo che varia tra 0% e 100%:

$$carico = \frac{P_{Gas\ Naturale_CHP,t}}{P_{Gas\ Naturale\ max_CHP}} \quad (3)$$

Con questo parametro si ottiene sia il consumo di Gas Naturale, utilizzato successivamente per i costi dell'impianto, che la produzione di termico e di elettrico.

$$P_{el\ prodotta,t} = P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}} * \eta_{el} \quad (4)$$

$$P_{th\ prodotta_{CHP,t}} = P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}} * \eta_{th} \quad (5)$$

Il rendimento elettrico non è costante, ma segue la seguente correlazione:

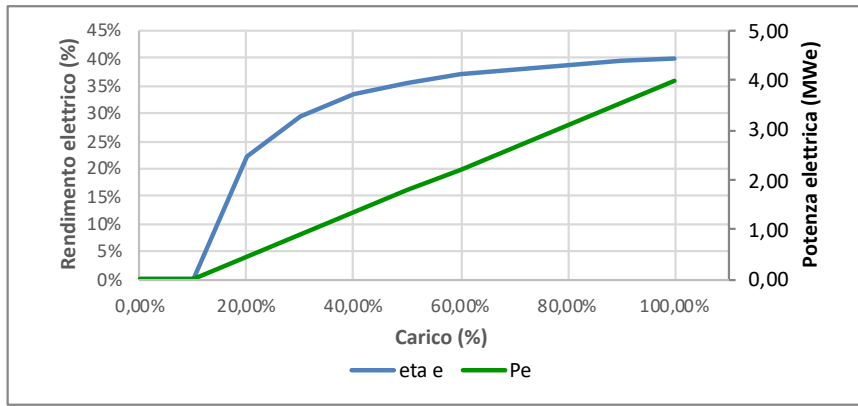


Figura 18. Andamento rendimento elettrico in funzione di carico e potenza elettrica

$$\eta_{el} = \frac{carico}{1 - C_0} * \frac{P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}} - P_{Gas\ Naturale\ max} * C_0}{P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}}} \quad (6)$$

Dove:

- C_0 è il valore minimo di carico affinché ci sia produzione elettrica, in questo caso considerato del 10%.

Dato che $IU = \eta_{th} + \eta_{el}$, il rendimento termico è pari:

$$\eta_{th} = IU - \eta_{el} \quad (7)$$

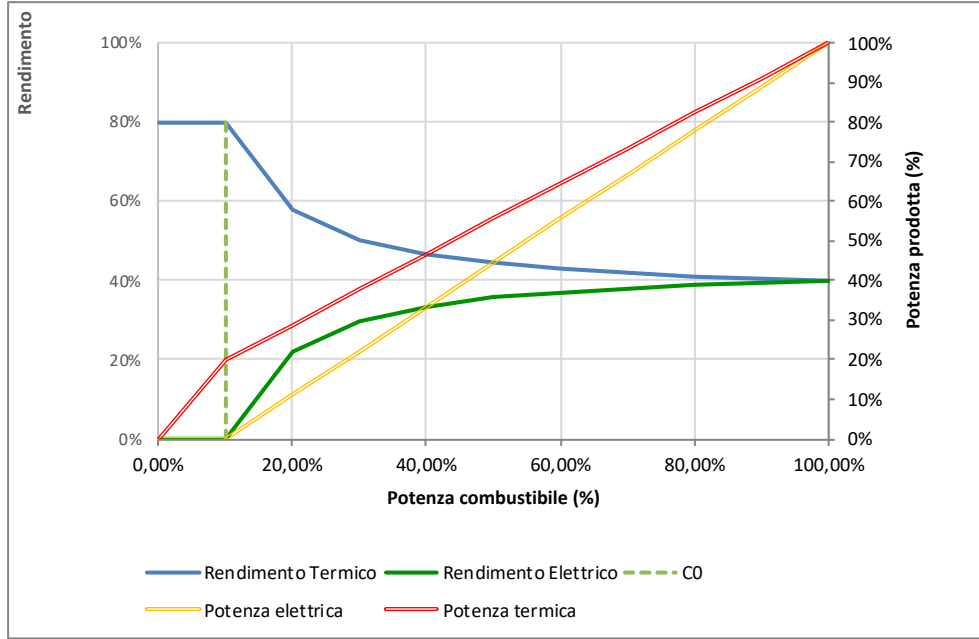


Figura 19. Andamento rendimento elettrico e termico in funzione della potenza termica ed elettrica in percentuale

Da cui possiamo ricavare la potenza elettrica prodotta.

Se la potenza prodotta è maggiore della potenza di autoconsumo all'interno dell'impianto, allora la potenza in surplus si può immettere in rete, da cui si ha un ricavo:

$$P_{el\ prodotta,t} = P_{el\ venduta,t} + P_{el\ autoconsumata} \quad (8)$$

$$P_{el\ venduta,t} = \begin{cases} P_{el\ prodotta,t} - P_{el\ consumo\ interno,t} & se\ P_{el\ prodotta,t} \geq P_{el\ consumo\ interno,t} \\ 0 & se\ P_{el\ prodotta,t} < P_{el\ consumo\ interno,t} \end{cases} \quad (9)$$

$$P_{el\ autoconsumata} = \begin{cases} P_{el\ consumo\ interno,t} & se\ P_{el\ prodotta,t} \geq P_{el\ consumo\ interno,t} \\ P_{el\ prodotta,t} & se\ P_{el\ prodotta,t} < P_{el\ consumo\ interno,t} \end{cases} \quad (10)$$

Nel caso in cui la produzione di energia elettrica non è in grado di soddisfare il consumo elettrico interno allora l'energia elettrica va acquistata in rete con un costo aggiuntivo, definita nelle equazioni come $P_{el\ prelevata}$:

$$P_{el\ prelevata,t} = \begin{cases} P_{el\ consumo\ interno,t} - P_{el\ autoconsumata} & se\ P_{el\ prodotta,t} \geq P_{el\ consumo\ interno,t} \\ 0 & se\ P_{el\ prodotta,t} < P_{el\ consumo\ interno,t} \end{cases} \quad (11)$$

Per quanto riguarda la potenza termica prodotta:

$$P_{th\ prodotta\ CHP,t} = P_{th\ utile\ CHP,t} + P_{th\ dissipata,t} \quad (12)$$

$$P_{th\ utile\ CHP} = \begin{cases} P_{Demand,DH} & \text{se } P_{Demand,DH} \leq P_{th\ maxCHP} \\ P_{th\ prodotta,CHP,t} & \text{se } P_{Demand,DH} > P_{th\ maxCHP} \end{cases} \quad (13)$$

$$P_{th\ dissipata} = \begin{cases} 0 & \text{se } P_{Demand,DH} \leq P_{th\ prodotta\ CHP,t} \\ P_{th\ prodotta\ CHP,t} - P_{Demand,DH} & \text{se } P_{Demand,DH} > P_{th\ prodotta\ CHP,t} \end{cases} \quad (14)$$

Nel caso in cui la potenza richiesta è maggiore della produzione del termico del cogeneratore, la potenza richiesta viene sopperita dalla caldaia:

$$P_{th\ caldaia} = P_{\substack{\text{domanda} \\ \text{calore residua}}} = \begin{cases} P_{Demand,DH} - P_{th\ prodotta\ CHP,t} & \text{se } P_{Demand,DH} > P_{th\ prodotta\ CHP,t} \\ 0 & \text{se } P_{Demand,DH} \leq P_{th\ prodotta\ CHP,t} \end{cases} \quad (15)$$

In cui P_{Demand} è la potenza termica richiesta dalla rete di teleriscaldamento; la $P_{th\ prodotta\ CHP}$ è la potenza termica utile, solo la parte che viene richiesta dagli edifici viene definita “utile” quindi utilizzata, la restante parte di termico prodotto viene scartato e quindi non utilizzato. Per questo motivo la potenza termica del cogeneratore che verrà considerata da qui in poi è solo quella utile, per cui definiremo $P_{th\ utile\ CHP}$.

Considerando la caldaia, dalla potenza termica della caldaia si ottiene la potenza consumata di Gas Naturale da questa:

$$P_{Gas\ Naturale\ Caldaia,t} = \frac{P_{th\ caldaia,t}}{\eta_{caldaia}} \quad (16)$$

Dove $\eta_{caldaia}$ è il rendimento della caldaia.

La somma di potenza termica prodotta da caldaia e cogeneratore corrisponde alla potenza termica richiesta dalla rete di teleriscaldamento.

$$P_{Demand,DH} = P_{th\ caldaia} + P_{th\ utile\ CHP} \quad (17)$$

La potenza richiesta della rete di teleriscaldamento ($P_{Demand,DH}$), oltre a soddisfare la richiesta degli edifici include anche le perdite termiche della rete:

$$P_{Demand,DH} = P_{Demand,DH} + Perdite \quad (18)$$

Le perdite sono considerate costanti come il 10% dell'energia di domanda termica totale nell'ore di funzionamento.

2.3 I parametri economici

Lo scopo della simulazione è trovare il carico e la taglia dell'impianto di cogenerazione che è utile considerare ai fini dell'investimento economico per effettuare la miglioria dell'impianto esistente.

I calcoli svolti quindi sono i seguenti:

$$Ricavi = \int P_{th\ utile\ CHP} * r_{th} + P_{th\ caldaia} * r_{th} + P_{el\ immessa} * r_{el} dt \quad (19)$$

$$Costi = \int P_{Gas\ Naturale\ CHP} * c_{GN} + P_{Gas\ Naturale\ caldaia} * c_{GN} + P_{el\ prodotta} * c_{O\&M} + P_{el\ prelevata} * c_{el_acq} \quad (20)$$

$$MOL = Ricavi - Costi \quad (21)$$

Dove:

- r_{th} è il ricavo termico;
- r_{el} è il ricavo elettrico;
- c_{GN} è il costo di gas naturale;
- $c_{O\&M}$ è il costo di Operation and Maintenance dell'impianto;
- c_{el_acq} è il costo dell'energia acquistata dalla rete;
- MOL è il margine operativo lordo.

I costi del gas naturale vanno suddivisi: il cogeneratore che produce energia termica per il teleriscaldamento anche ad uso civile vede un'agevolazione delle accise sul combustibile. Secondo la legge del 9 gennaio 1991 numero 10 gli impianti di

produzione combinata hanno diritto alla riduzione dell'aliquota e delle addizionali regionali se posseggono le seguenti caratteristiche:

- Potenza termica maggiore di 10 MWt ed una potenza elettrica maggiore di 3 MWe;
- Potenza elettrica maggiore del 10% della potenza termica fornita all'utenza [27].

Inoltre, secondo il decreto-legge del 23 ottobre 2018 n.119, che regola la tassazione dei prodotti energetici impiegati per la cogenerazione, l'agevolazione sul costo del gas naturale si applica secondo la tabella 6 [28].

Tabella 6. Disposizioni per agevolazioni in accisa

a) oli vegetali non modificati chimicamente	0,194 kg per kWh
b) gas naturale	0,220 mc per kWh
c) gas di petrolio liquefatti	0,173 kg per kWh
d) gasolio	0,186 kg per kWh
e) olio combustibile e oli minerali greggi, naturali	0,194 kg per kWh
f) carbone, lignite e coke (codici NC 2701, 2702 e 2704)	0,312 kg per kWh

In funzione di quanto detto si calcola la quota di gas naturale che viene pagato con l'agevolazione del DL.119/18 e la restante parte del gas viene comprato ad un'aliquota minore rispetto all'acquisto di gas naturale per la caldaia che fa riferimento al prezzo da mercato per produzione industriale, senza agevolazioni fiscali.

$$\text{Costo Gas Naturale} = c_{gn}^{nd} * Q_{gn}^{nd} + c_{gn}^d * (0,22 * P_{el\ prodotta}) \quad (22)$$

Per il costo del gas naturale si è fatto riferimento ai dati riportati sul sito Arera [29]:

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m3)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	46,04	63,64	35,55	50,86	28,48	42,14	23,65	35,92	21,54	33,25
Belgio	41,32	52,74	30,87	40,12	23,46	30,87	20,86	26,96	22,05	28,05
Bulgaria	34,29	42,53	32,01	39,81	27,73	34,58	22,67	27,92	21,20	25,48
Croazia	35,56	45,54	30,78	39,78	27,92	35,63	26,06	33,07	n.d.	n.d.
Danimarca	39,51	90,90	37,71	88,51	29,75	76,61	27,99	73,80	27,12	72,52
Estonia	30,33	42,46	28,81	40,64	28,31	40,03	28,31	40,03	27,29	38,82
Finlandia	48,16	83,16	45,19	79,48	41,75	75,21	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	46,76	65,81	38,55	55,56	31,48	45,99	26,56	34,33	22,76	26,12
Germania	40,27	52,99	34,94	46,65	29,19	39,80	23,35	32,86	23,42	32,95
Grecia	49,16	62,09	38,74	50,91	30,18	38,57	27,90	33,89	n.d.	n.d.
Irlanda	48,72	59,72	42,12	52,11	34,74	42,50	27,49	31,50	n.d.	n.d.
Italia	49,49	71,63	38,88	54,16	28,53	34,10	26,38	29,05	26,80	28,78
Lettonia	38,50	48,74	35,56	45,01	31,59	39,88	29,06	36,90	n.d.	n.d.
Lituania	36,20	50,07	34,58	47,85	33,29	45,60	30,70	41,47	n.d.	n.d.
Lussemburgo	40,11	44,57	38,66	42,43	34,01	37,21	25,05	27,11	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	28,88	72,40	23,95	43,59	22,63	32,86	22,12	29,45
Polonia	38,36	48,15	36,25	45,60	31,78	40,06	26,08	32,73	24,80	30,96
Portogallo	50,20	71,34	42,62	55,32	29,32	36,97	26,46	33,14	26,97	33,42
Regno Unito	48,05	57,66	27,83	34,52	27,09	33,68	21,59	26,79	21,81	26,63
Cechia	35,03	44,02	28,75	36,41	26,30	33,45	25,03	31,92	24,74	31,57
Romania	32,10	38,20	30,69	36,52	28,54	33,96	25,30	30,11	22,58	26,87
Slovacchia	40,76	50,59	35,50	44,28	30,18	37,89	25,75	32,58	22,84	29,09
Slovenia	43,29	60,80	40,03	55,90	30,10	42,62	25,10	34,11	n.d.	n.d.
Spagna	43,15	52,90	38,48	47,25	30,55	37,66	27,17	33,57	25,99	32,14
Svezia	60,49	111,82	51,71	100,84	42,14	88,88	36,20	81,45	35,06	80,03
Ungheria	30,65	41,16	29,28	39,33	26,22	35,42	26,28	35,47	26,08	34,83
Unione europea(A)	42,90	59,70	34,68	49,23	28,73	39,14	24,58	32,16	23,83	30,47
Area euro	43,43	62,09	36,01	52,24	28,90	39,84	24,78	32,33	23,98	30,41

Figura 20. Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

Il costo dell'energia elettrica acquistata in rete è stato scelto in funzione del costo unitario dell'energia elettrica per usi industriale; è stato scaricato tramite il sito dell'ARERA il file con i costi finali per consumatori industriali [30]:

Tabella 7. Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,16	19,10	9,24	14,72	7,12	12,05	6,13	10,32	5,45	9,16	4,92	8,31
Belgio	17,65	28,07	11,05	17,82	7,97	13,47	6,71	11,09	5,57	8,79	5,46	7,95
Bulgaria	10,71	12,97	9,45	11,46	8,18	9,94	7,46	9,07	6,70	8,16	6,11	7,45
Cipro	16,80	21,41	15,60	19,98	14,72	18,95	13,92	17,99	13,64	17,07	12,12	15,85
Croazia	11,73	14,94	9,98	12,94	8,58	11,34	7,47	9,97	6,46	8,16	5,82	6,71
Danimarca	9,50	29,84	8,38	27,97	6,22	25,24	6,13	25,04	5,37	24,02	5,31	24,00
Estonia	10,59	14,31	8,63	11,96	7,61	10,74	6,39	9,27	6,00	8,79	5,99	8,71
Finlandia	8,69	11,64	7,81	10,55	6,24	8,60	5,94	8,24	4,92	6,97	4,79	6,81
Francia	11,98	18,39	9,35	14,77	7,04	11,14	5,98	8,92	5,48	7,47	5,14	6,69
Germania	13,15	28,59	9,57	22,44	7,76	19,77	6,36	16,49	5,09	12,18	4,68	12,49
Grecia	12,10	19,09	10,05	16,45	7,92	12,14	6,95	10,25	6,84	8,94	5,56	7,14
Irlanda	17,02	23,58	14,35	17,98	12,06	15,05	9,87	12,10	9,20	11,24	8,38	10,45
Italia	14,36	26,34	10,06	19,84	8,89	16,52	8,09	13,51	7,52	10,43	6,73	8,02
Lettonia	14,36	23,04	10,33	15,65	8,22	12,62	6,98	10,70	5,64	9,07	4,85	7,99
Lituania	10,70	14,63	8,50	11,90	7,32	10,52	6,49	9,50	5,82	8,72	5,38	8,14
Lussemburgo	12,63	16,15	9,27	11,33	7,50	9,10	6,19	7,36	4,17	4,55	n.d.	n.d.
Malta	19,53	20,67	15,07	15,98	13,36	14,19	11,82	12,57	9,88	10,53	9,52	10,15
Paesi Bassi ^(A)	n.d.	n.d.	7,34	15,07	6,17	10,11	5,96	9,54	5,39	7,21	5,41	6,82
Polonia	11,65	18,09	9,10	14,04	6,49	10,83	5,53	9,58	5,24	9,06	4,56	7,91
Portogallo	12,11	24,81	9,97	18,37	7,98	14,11	7,50	13,15	6,67	11,40	6,12	10,41
Regno Unito	13,94	20,21	11,94	18,50	9,89	16,48	10,01	15,53	9,67	14,65	9,18	14,07
CECHIA	17,68	21,53	12,59	15,36	7,16	8,80	6,26	7,71	6,30	7,76	6,31	7,77
Romania	9,09	12,26	8,32	11,40	7,22	10,10	6,64	9,42	6,13	8,67	5,91	8,44
Slovacchia	16,17	23,96	9,82	16,34	8,05	14,20	7,14	13,11	6,27	12,07	5,89	11,61
Slovenia	10,89	17,14	8,83	12,91	6,94	10,54	6,05	8,84	5,43	7,57	5,16	7,07
Spagna	25,20	32,05	12,44	15,82	10,27	13,06	9,24	11,75	8,37	10,64	7,39	9,40
Svezia	15,40	19,31	8,20	10,31	7,01	8,82	5,86	7,39	5,13	6,48	4,49	5,67
Ungheria	10,81	14,69	9,06	12,47	7,38	10,33	6,70	9,47	6,13	8,75	6,35	9,03
Norvegia	7,86	12,11	7,38	10,52	7,24	10,32	6,08	8,85	5,41	8,01	4,60	5,75
Unione europea	14,11	22,91	9,96	17,18	8,00	14,17	7,11	12,24	6,39	10,22	5,90	9,49
Area euro	14,46	24,39	9,87	17,86	8,00	14,67	6,97	12,39	6,14	9,90	5,64	9,13

Per quanto riguarda invece la vendita dell'energia elettrica è stato considerato il prezzo dell'energia elettrica per l'anno 2019 in quanto i prezzi dell'anno 2020 sono distanti dalla media degli ultimi anni a causa della pandemia in corso.

Vengono riportati i valori del mercato del giorno prima di una giornata tipo invernale ed estiva ed il PUN [31]:

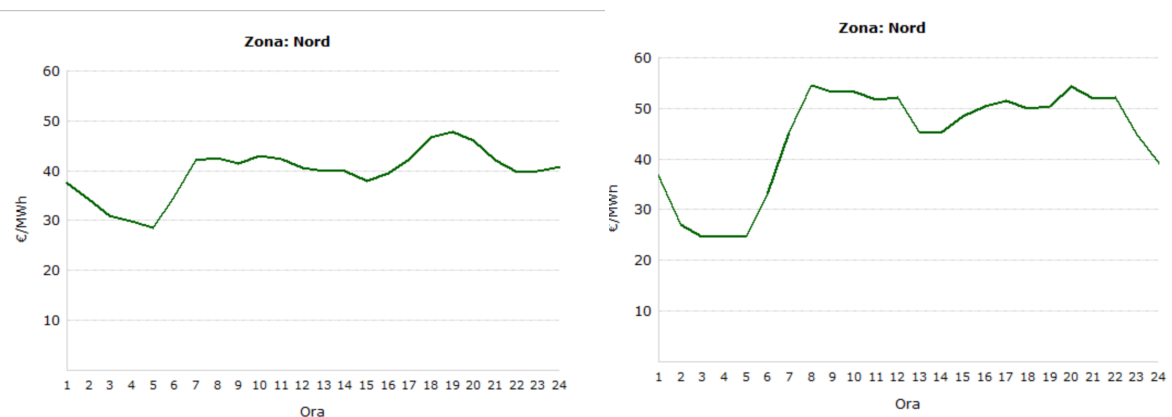


Figura 21. Mercato giorno prima giornata invernale a sinistra ed estiva a destra

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	n. operatori al 31/12
	media	min	max			
2004*	51,60	1,10	189,19	231.571.983	29,1	73
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8	91
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,6	103
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1	127
2008	86,99	21,54	211,99	336.961.297	69,0	151
2009	63,72	9,07	172,25	313.425.166	68,0	167
2010	64,12	10,00	174,62	318.561.565	62,6	198
2011	72,23	10,00	164,80	311.493.877	57,9	181
2012	75,48	12,14	324,20	298.668.836	59,8	192
2013	62,99	0,00	151,88	289.153.546	71,6	214
2014	52,08	2,23	149,43	281.997.370	65,9	251
2015	52,31	5,62	144,57	287.132.081	67,8	259
2016	42,78	10,94	150,00	289.700.706	70,0	253
2017	53,95	10,00	170,00	292.197.128	72,2	254
2018	61,31	6,97	159,40	295.561.956	72,0	271
2019	52,32	1,00	108,38	295.827.948	72,1	286

Figura 22. Prezzo unico nazionale in funzione degli anni

In quest'ottica è stato scelto un valore meglio che potesse meglio rappresentare il prezzo dell'energia elettrica venduta in rete.

È stato calcolato il margine operativo lordo per la caldaia, non che il valore ex ante della configurazione dell'impianto, e quello per il cogeneratore con la caldaia come ausiliario, ovvero la situazione ex post.

Il costo di investimento del cogeneratore si calcola come:

$$\text{Costo investimento}_{CHP} = c_{inv} * P_{el\ max} \quad (23)$$

Attraverso questi parametri viene valutato anche il Pay Back Time, PBT , che corrisponde al tempo di ritorno dell'investimento in anni, calcolato come:

$$PBT = \text{Costo investimento}_{CHP} / MOL \quad (24)$$

Sono stati calcolati anche i titoli di efficienza energetica e quindi successivamente viene proposto il confronto tra il margine operativo lordo calcolato con i titoli e senza:

$$TEE = \left(\frac{E_{el,chp}}{\eta_{el,rif}} + \frac{E_{th,chp}}{\eta_{th,rif}} - E_{combustile\ CHP} \right) * k * 0,086 \quad (25)$$

Dove:

- $\eta_{el,ref}$ è il valore di rendimento medio convenzionale del parco produzione elettrica italiana, pari a 0,46;
- $\eta_{th,ref}$ è il valore di rendimento medio convenzionale del parco produzione termico italiano, pari a 0,90 nel caso di produzione di vapore ed acqua calda;
- Il fattore 0,086 è il parametro moltiplicativo per convertire l'energia in TEP;
- k è un coefficiente di armonizzazione che è pari ad 1,2 poiché il nostro caso studio prevede quote di potenza superiori a 10 MW_e fino a 80 MW_e [32].

Anche in questo gas i prezzi dei titoli di efficienza energetica si ottengono dal sito di Gestione dei Mercati Energetico, si riportano i dati riferiti all'intero anno [33]:

Tabella 8. Prezzo Titoli di efficienza energetica

anno	Prezzo (€/tep)			volumi scambiati (N.)
	medio ponderato	minimo	massimo	
2019	260,00	256,00	262,50	2.855.476

I titoli di efficienza energetica posso essere ottenuti solo se l'impianto di cogenerazione è ad alto rendimento, il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 di attuazione della Direttiva Europea 2004/8/CE ha introdotto il nuovo concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), definendo nuovi criteri per la definizione della stessa, basati su un unico parametro: il PES (Primary Energy Saving).

Il PES (Primary energy saving) deve essere maggiore del 10% per impianti di taglia maggiore dei 10 MWe e l'indice di utilizzazione maggiore dell'80% [34]:

$$CONDIZIONI PER ESSERE CAR \rightarrow \begin{cases} PES = \frac{P_{comb}}{\frac{P_{th}}{\eta_{th,ref}} + \frac{P_{el}}{\eta_{el,ref}}} * 100 = 25\% \geq 10\% \\ IU = \eta_{th} + \eta_{el} = 80\% \geq 80\% \end{cases} \quad (26)$$

I rendimenti di riferimento utilizzati per il calcolo del PES fanno riferimento a quanto indicato in normativa, allegato 7 del decreto del 7 agosto 2011. Per la normativa

italiana, invece, questi valori dipendono dal combustibile e dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Ogni Paese membro dell'Unione Europea ha i propri indici di riferimento in relazione delle caratteristiche degli impianti che sono presenti sul territorio.

Questi valori di rendimento vanno corretti in funzione di quelle che sono le condizioni climatiche del Paese, per esempio per l'Italia viene sottratto il 0,3 %.

Una volta stabilito che è un impianto di cogenerazione ad alto rendimento e calcolati i titoli di efficienza energetica è possibile calcolare i nuovi ricavi:

$$Ricavi = \int P_{th\ utile\ CHP} * r_{th} + P_{th\ caldaia} * r_{th} + P_{el\ immessa} * r_{el} dt + TEE \quad (27)$$

Come ultimo parametro economico si considera il valore di attualizzazione netto, *VAN*, parametro importante per capire in maniera oggettiva se il progetto di investimento può essere intrapreso o meno:

$$VAN = -Costo_{investimento} + \sum \frac{(Ricavi - Costi)}{(1 + i)^t} \quad (28)$$

2.4 Modellizzazione tramite Foglio Excel

I calcoli sopra citati sono stati svolti su un foglio Excel per verificare la correttezza del metodo di svolgimento prima di eseguire la simulazione sul software Matlab.

Per svolgere i calcoli sopra indicati sono stati utilizzati i seguenti parametri:

Tabella 9. Parametri calcolo

Parametri		Valore	Unità
Potenza termica nominale	P_{th}	40	MW
Ore funzionamento impianto	t	7000	h/y
Indici di utilizzazione	IU	80	%
Rendimento elettrico massimo	η_{el_max}	40	%
Rendimento termico massimo	η_{th_max}	80	%
Rendimento caldaia	$\eta_{caldaia}$	90	%
Rendimento elettrico riferimento	$\eta_{el,t}$	46	%
Rendimento termico riferimento	$\eta_{th,t}$	90	%
Ricavo termico	r_{th}	100	€/MWh
Ricavo elettrico	r_{el}	52	€/MWh
Costo di gas naturale caldaia	c_{GN}	35	€/MWh
Costo gas naturale CHP	$c_{GN\ CHP}$	28	€/MWh
Costo Gas Agevolato	$c_{GN\ agevolato}$	2	€/MWh
Costo di Operation & Maintenance	$c_{O\&M}$	20	€/MWh
Costo di energia elettrica acquistata	c_{el_acq}	135	€/MWh
Costo titoli efficienza energetica	c_{TEE}	260	€/MWh
Indice di sconto	i	0	%
Tempo funzionamento impianto	t	20	anni
Costo investimento iniziale	Costo investimento	1000	€/kW _{el}

Il calcolo svolto su Excel vuole mettere in luce a quale carico fare funzionare l'impianto in modo da ottimizzare i parametri economici: si vuole installare un cogeneratore che sopperisca alla domanda termica richiesta che fino a ora era soddisfatta da una caldaia e si vuole utilizzare la caldaia per sopperire ai carichi.

Il modello Excel prevede una richiesta termica costante, il cogeneratore produce potenza costante per 7000 ore all'anno cioè per il periodo invernale.

Il primo calcolo che viene effettuato è il calcolo sul cogeneratore sul consumo del combustibile in funzione del carico, di conseguenza della potenza termica ed elettrica prodotta, in funzione di queste sono state dedotte la potenza utile termica utilizzata

per la rete di teleriscaldamento e quella dissipata, infine la potenza prodotta dalla caldaia.

Vengono riprese le correlazioni spiegate nel capitolo 2.3 e riportate di seguito per chiarire meglio i risultati riportati:

Si calcola il carico:

$$carico = \frac{P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}}}{P_{Gas\ Naturale\ max_CHP}} \quad (3)$$

La potenza elettrica e termica in funzione dei rendimenti esplicitati nel paragrafo 2.3:

$$P_{el\ prodotta,t} = P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}} * \eta_{el} \quad (4)$$

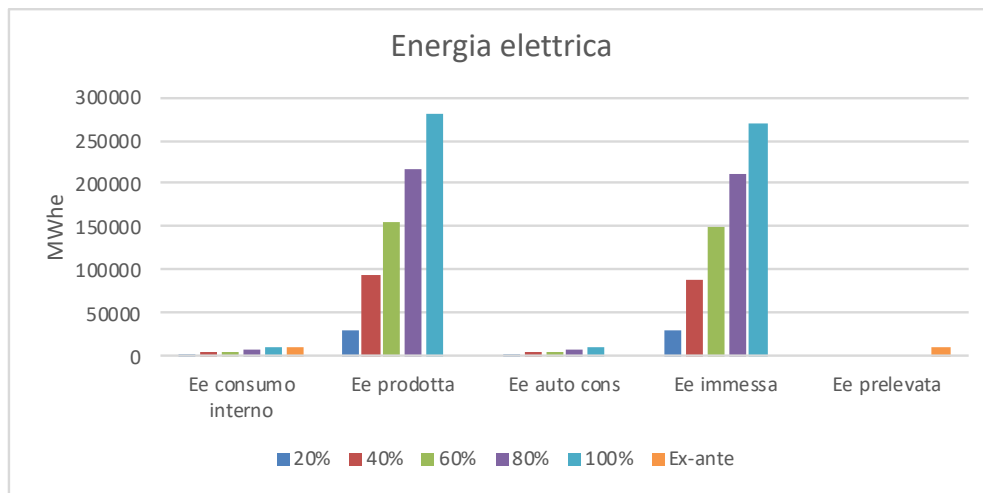


Figura 23. Energia elettrica Excel

$$P_{th\ prodotta_{CHP,t}} = P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}} * \eta_{th} \quad (5)$$

La potenza termica utile e di conseguenza la potenza dissipata:

$$P_{th\ utile\ CHP} = \begin{cases} P_{Demand,DH} & se\ P_{Demand,DH} \leq P_{th\ maxCHP} \\ P_{th\ prodotta_{CHP,t}} & se\ P_{Demand,DH} > P_{th\ maxCHP} \end{cases} \quad (13)$$

$$P_{th\ dissipata} = \begin{cases} 0 & se\ P_{Demand,DH} \leq P_{th\ prodotta_{CHP,t}} \\ P_{th\ prodotta_{CHP,t}} - P_{Demand,DH} & se\ P_{Demand,DH} > P_{th\ prodotta_{CHP,t}} \end{cases} \quad (14)$$

Infine, si può calcolare la potenza termica prodotta dalla caldaia:

$$P_{th\ caldaia} = P_{domanda\ calore\ residua} = \begin{cases} P_{Demand,DH} - P_{th\ prodotta_{CHP,t}} & se\ P_{Demand,DH} > P_{th\ prodotta_{CHP,t}} \\ 0 & se\ P_{Demand,DH} \leq P_{th\ prodotta_{CHP,t}} \end{cases} \quad (15)$$

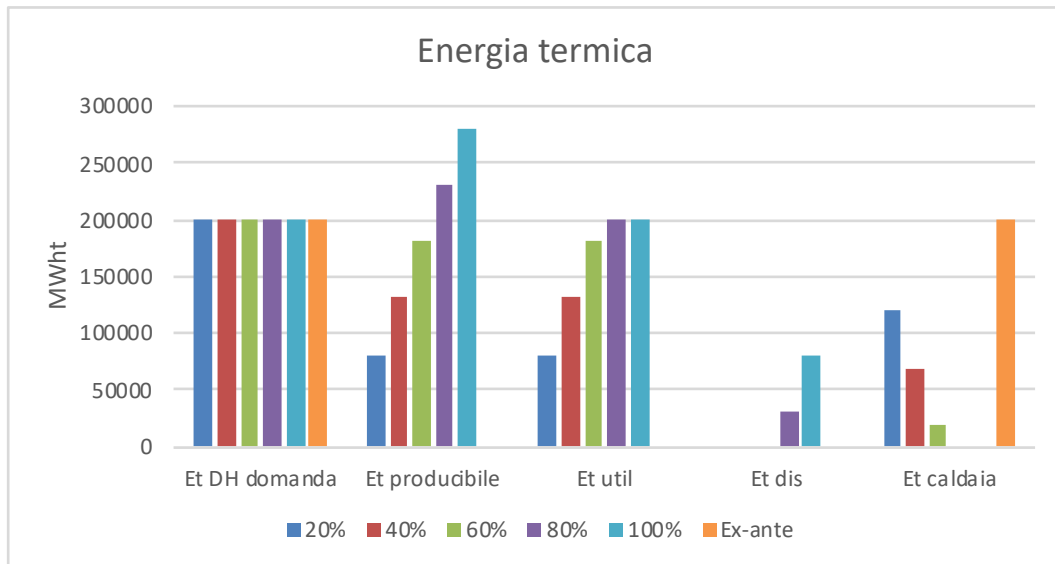


Figura 24. Energia termica foglio Excel

Contemporaneamente si svolge il calcolo sull'ex ante in cui tutta la domanda termica è soddisfatta dalla caldaia, perciò:

$$P_{th\ ex\ ante\ combustibile} = \frac{P_{Demand\ DH}}{\eta_{caldaia}} \quad (29)$$

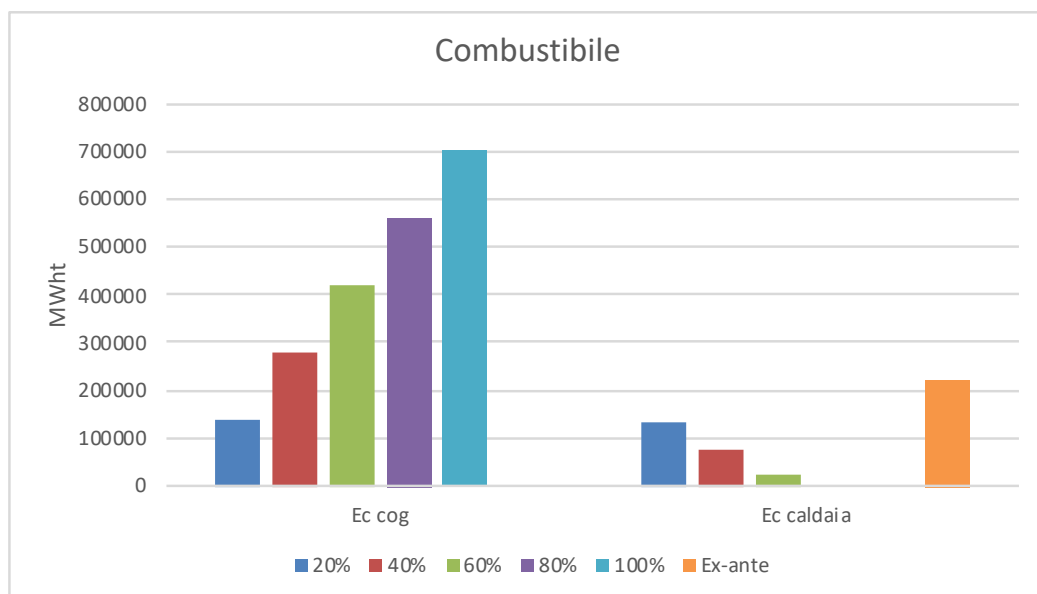


Figura 25. Energia del combustibile foglio Excel

Una volta ottenute tutte le energie del modello, soddisfatte dal cogeneratore e dalla caldaia è possibile calcolare i parametri economici, sempre in funzione del carico:

$$Costi = \int P_{Gas\ Naturale_CHP} * c_{GN} + P_{Gas\ Naturale\ caldaia} * c_{GN} + P_{el\ prodotta} * c_{O\&M} + P_{el\ prelevata} * c_{el_acq} \quad (20)$$

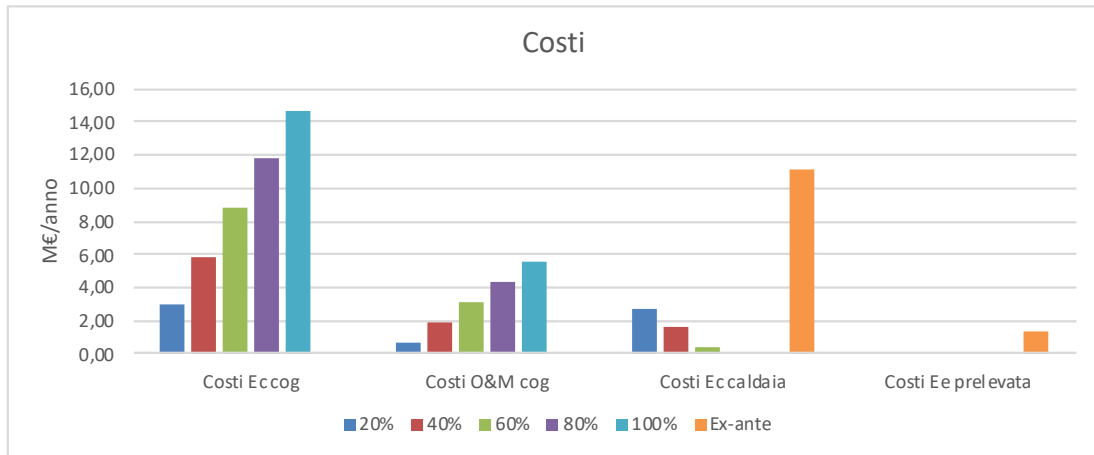


Figura 26. Costi foglio Excel in funzione del carico

$$Ricavi = \int P_{th\ utile\ CHP} * r_{th} + P_{th\ caldaia} * r_{th} + P_{el\ immessa} * r_{el} \quad (19)$$

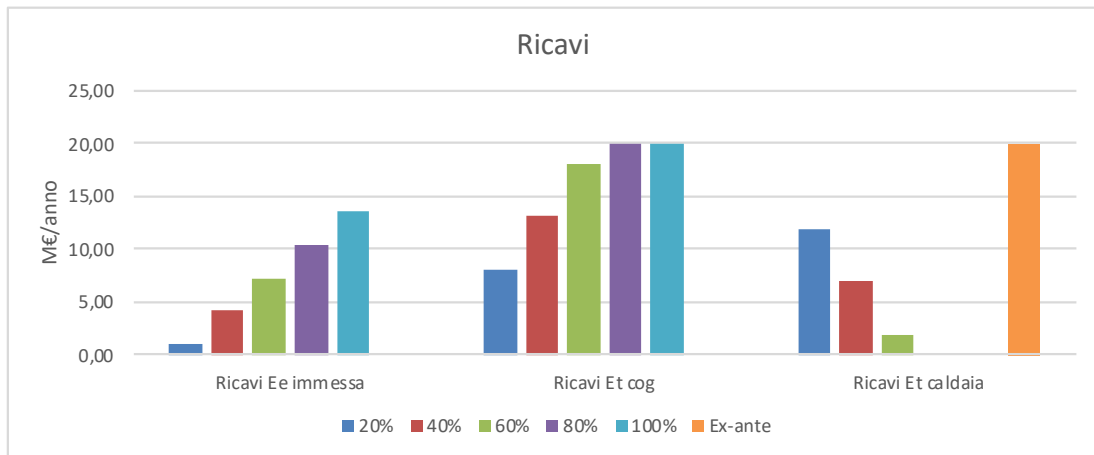


Figura 27. Ricavi Foglio Excel in funzione del carico

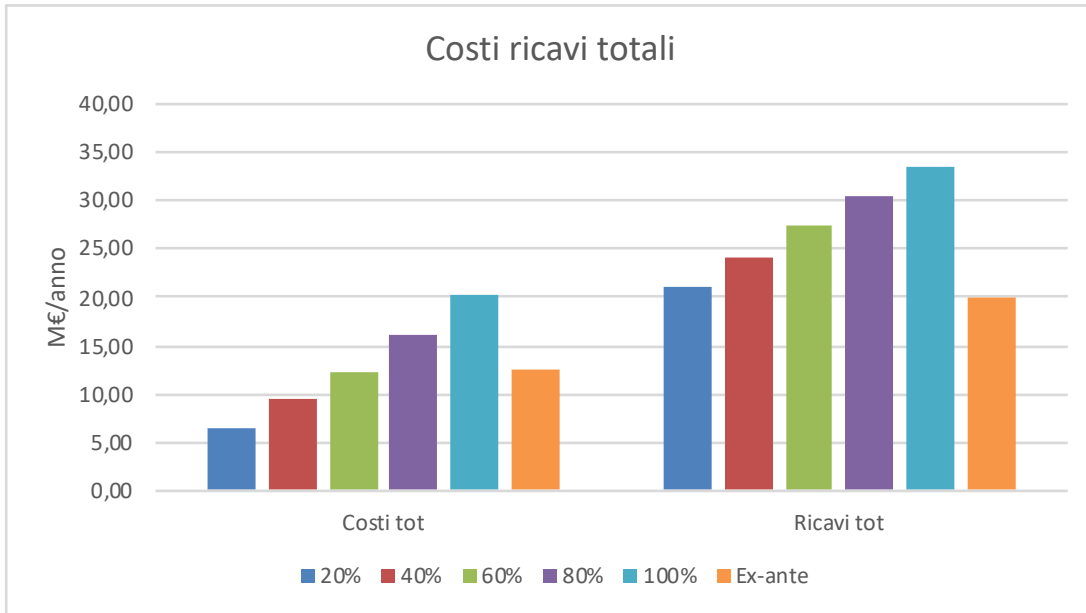


Figura 28. Costi e Ricavi foglio Excel in funzione del carico

Attraverso questi dati si è ottenuto il margine lordo Operativo mettendo in evidenza la differenza tra il caso con i titoli di efficienza energetica e quello senza:

$$MOL = Ricavi - Costi \quad (21)$$

$$Ricavi TEE = \int P_{th\ utile\ CHP} * r_{th} + P_{th\ caldaia} * r_{th} + P_{el\ immessa} * r_{el} dt + TEE \quad (27)$$

$$MOL TEE = Ricavi TEE - Costi \quad (30)$$

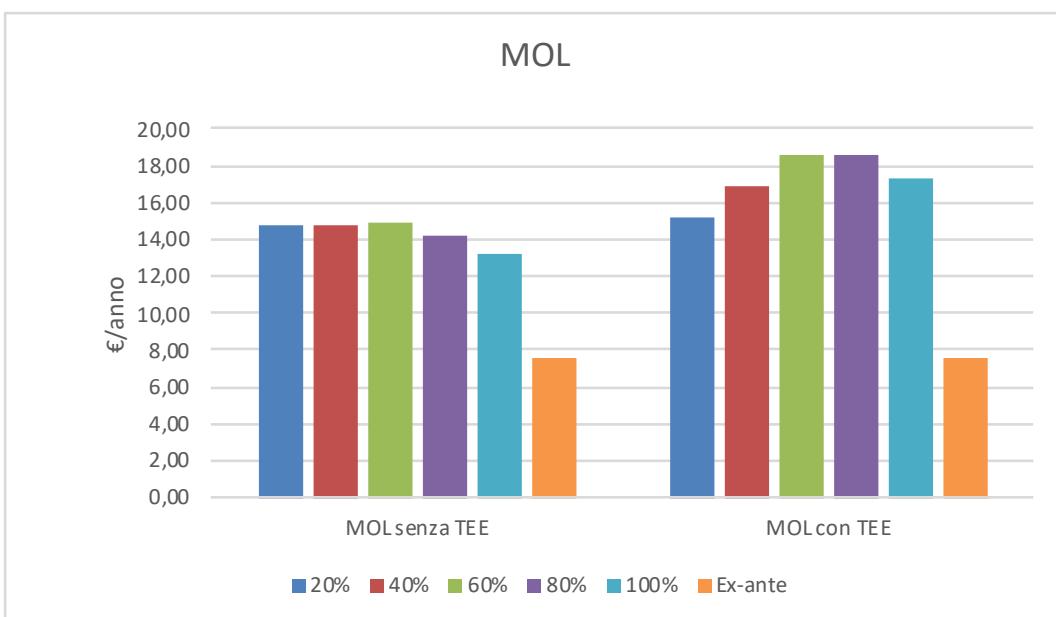


Tabella 10. Margine Operativo Lordo con e senza titoli di efficienza energetica in funzione del carico

Figura 29. Margine Operativo Lordo con e senza Titoli di efficienza energetica in funzione del carico

	EX ANTE	20	40	60	80	100	%
MOL senza TEE	7,54	14,71	14,80	14,89	14,27	13,20	M€
MOL con TEE	7,54	15,26	16,93	18,60	18,52	17,30	M€

Conseguentemente è stato calcolato il tempo di ritorno dell'investimento dell'impianto e vengono riportati di seguito:

Tabella 11. Tempo di ritorno dell'impianto in funzione del carico, con i titoli di efficienza energetica e senza

	20	40	60	80	100	%
PBT senza TEE	2,72	2,70	2,69	2,80	3,03	anni
PBT con TEE	2,62	2,36	2,15	2,16	2,31	anni

Dalla tabella è evidente che con i titoli di efficienza energetica l'investimento è economicamente più interessante.

Infine, viene riportato il valore di attualizzazione netto calcolato in funzione del carico:

$$VAN = -Costo_{investimento} + \sum \frac{(Ricavi - Costi)}{(1 + i)^t} \quad (28)$$

Tabella 12. Valore di attualizzazione netto con e senza titoli di efficienza energetica

	20	40	60	80	100	%
VAN senza TEE	357,28	359,66	362,04	345,38	316,40	M€
VAN con TEE	372,08	417,20	462,33	460,03	427,05	M€

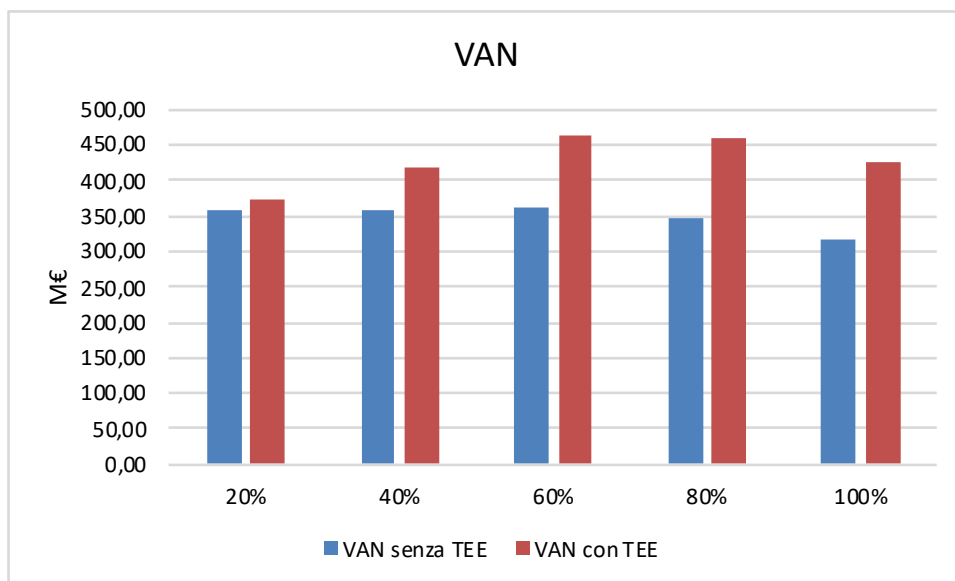


Figura 30. Valore di attualizzazione netto con e senza titoli di efficienza energetica

Di seguito si riporta il confronto della stessa potenza con carico 80-100% per orari diversi di funzionamento:

Tabella 13. Casi confronto Excel per diverse ore funzionamento

<i>P_{th}</i> [MW]	<i>carico</i>	<i>ore funzionamento (h)</i>
40,00	80%	5000
	100%	
	80%	6000
	100%	
	80%	7000
	100%	

Si riportano i medesimi grafici di prima: energia termica ed elettrica, costi, ricavi, margine operativo lordo e valore di attualizzazione netta per i confronti sopra citati.

Innanzitutto l'energia elettrica e termica:

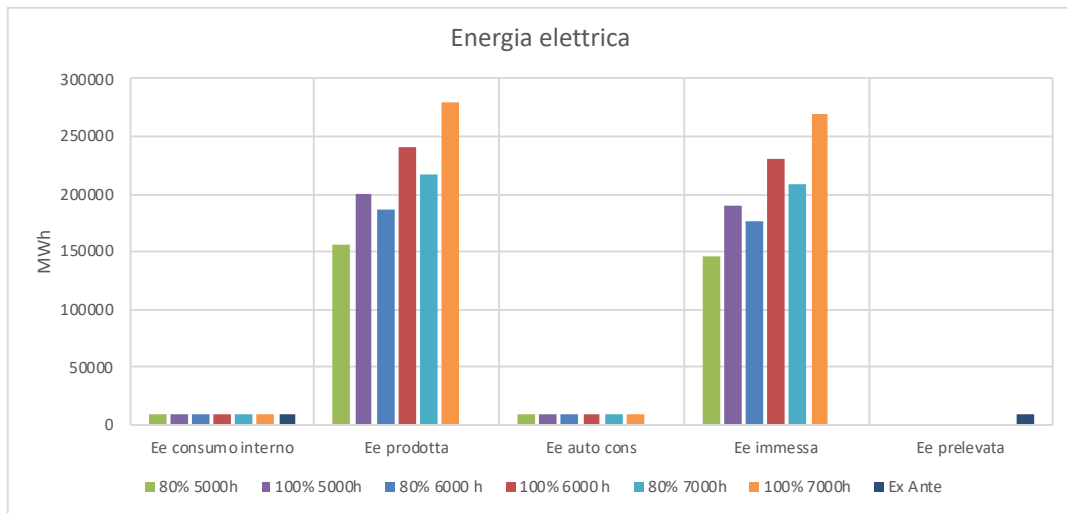


Figura 31. Energia elettrica confronto ore funzionamento modello Excel

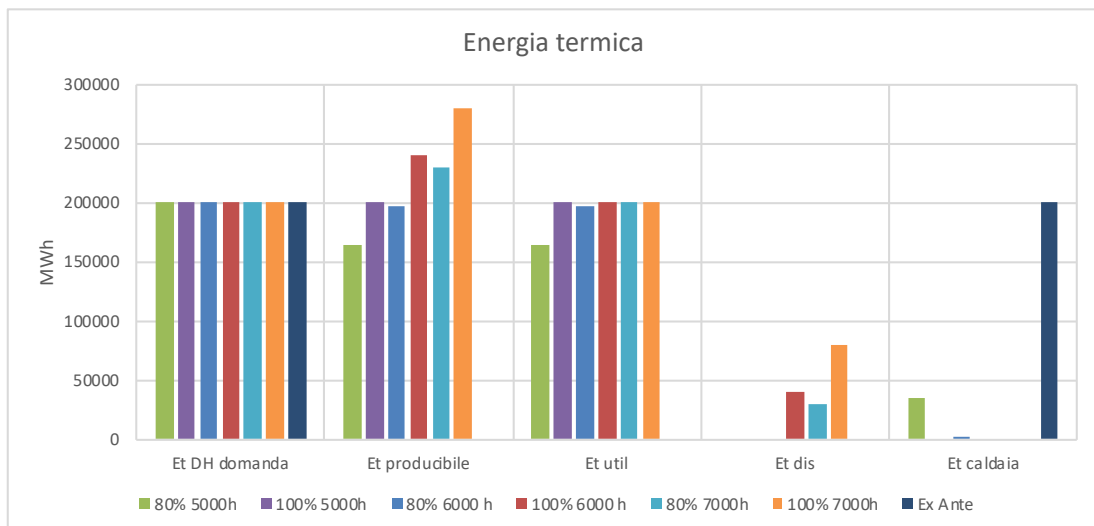


Figura 32. Energia termica confronto ore funzionamento modello Excel

Di seguito i costi ed i ricavi dell'impianto:

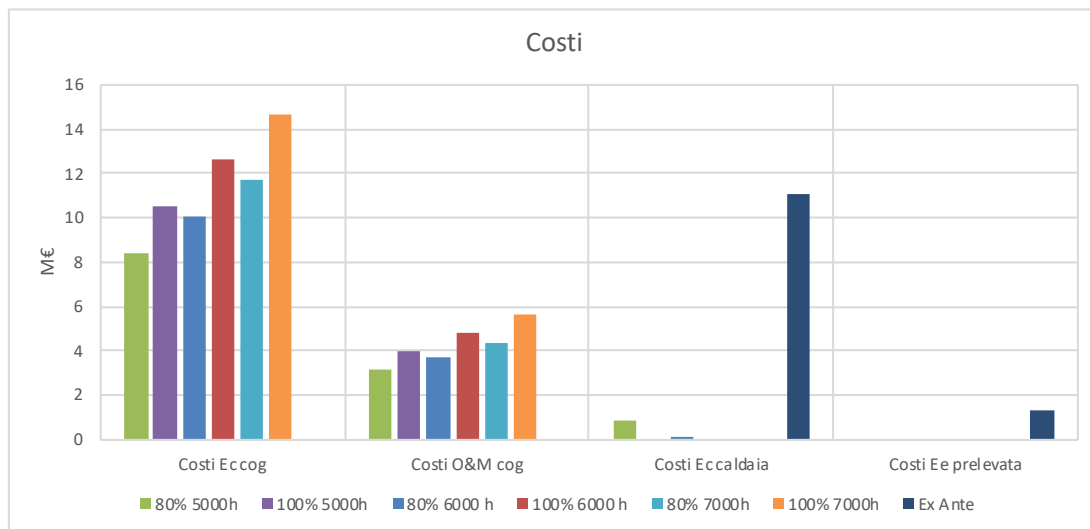


Figura 33. Costi confronto ore funzionamento modello Excel

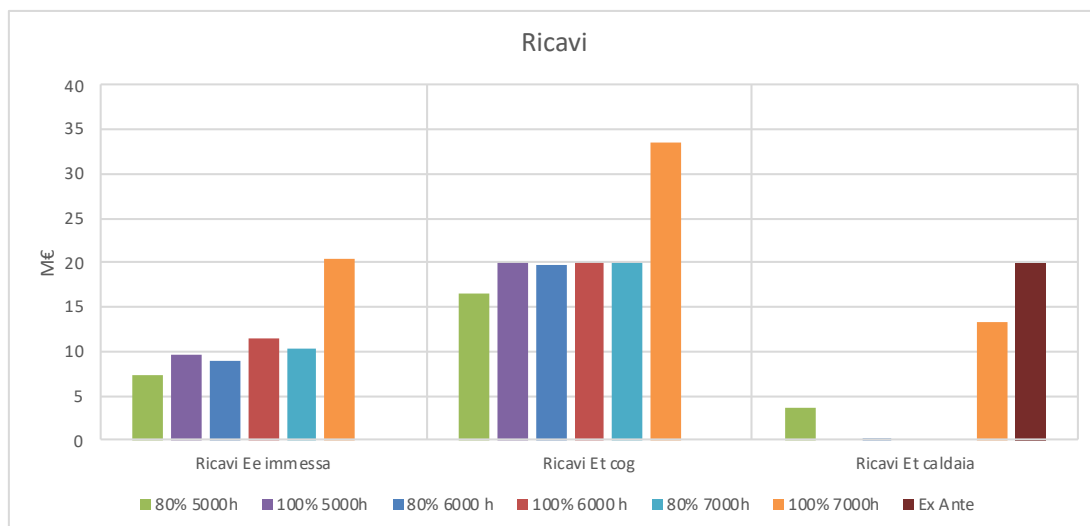


Figura 34. Ricavi confronto ore funzionamento modello Excel

Il margine Operativo Lordo, tempo di ritorno dell'impianto:

Tabella 14. Margine Operativo Lordo per il confronto dati foglio Excel

	EX ANTE	carico=80%, ore= 5000h	carico=100%, ore= 5000h	carico=80%, ore= 6000h	carico=100%, ore= 6000h	carico=80%, ore= 7000h	carico=100%, ore= 7000h	
MOL senza TEE	7,54	14,94	15,00	14,96	14,10	14,27	13,20	M€
MOL con TEE	7,54	18,72	19,91	19,50	18,61	18,52	17,30	M€

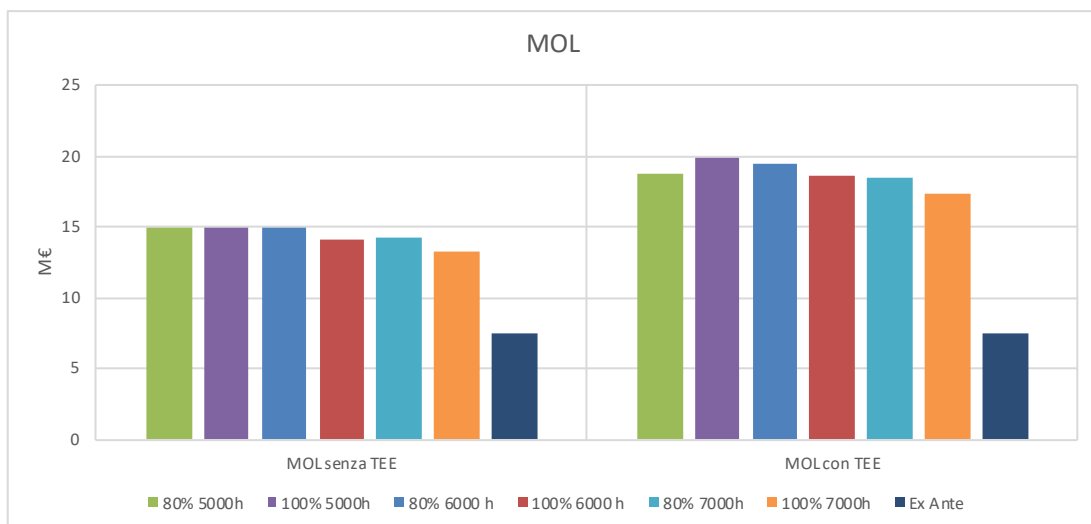


Figura 35. Margine Operativo Lordo confronto tra orari funzionamento foglio Excel

Tabella 15. Tempo di ritorno dell'investimento in funzione delle ore di funzionamento dell'impianto foglio Excel

	carico=80%, ore= 5000h	carico=100%, ore= 5000h	carico=80%, ore= 6000h	carico=100%, ore= 6000h	carico=80%, ore= 7000h	carico=100%, ore= 7000h	
SPB senza TEE	2,68	2,67	2,67	2,84	2,68	2,67	anni
SPB con TEE	2,14	2,01	2,05	2,15	2,14	2,01	anni

Ed infine il valore netto di attualizzazione:

Tabella 16. Valore attualizzazione netto in funzione delle ore di funzionamento dell'impianto foglio Excel

	carico=80%, ore= 5000h	carico=100%, ore= 5000h	carico=80%, ore= 6000h	carico=100%, ore= 6000h	carico=80%, ore= 7000h	carico=100%, ore= 7000h	
VAN senza TEE	363,30	365,00	363,86	340,70	345,38	316,40	M€
VAN con TEE	465,47	497,70	486,46	462,38	460,03	427,05	M€

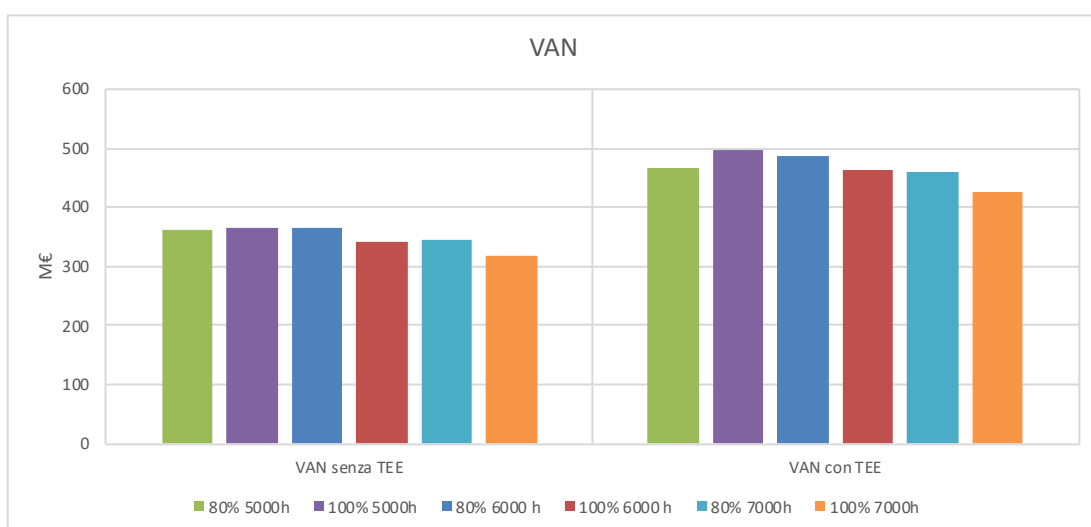


Figura 36. Valore netto di attualizzazione per diverse ore di funzionamento foglio Excel

Utilizzando lo stesso impianto, ma per un numero diverso di ore è possibile è massimizzare i parametri economici poiché con la stessa potenza utilizzando per il massimo del carico per 5000h/y è possibile avere una massimizzazione del valore netto di attualizzazione, con i titoli di efficienza energetica.

2.5 Modellizzazione Simulink

Il modello viene schematizzato attraverso il software Simulink che permette di identificare i blocchi come i componenti principali del modello e le frecce tramite i flussi di potenza termica che viene scambiata all'interno del modello.

Dallo schema sottostante è evidente che la domanda degli edifici è l'input che viene inviato alla rete di teleriscaldamento, la quale con le perdite termiche invia a sua volta input all'impianto di cogenerazione. Quest'ultimo soddisfa la domanda termica fino alla sua potenza massima, se la potenza termica richiesta eccede la potenza massima del cogeneratore, la domanda residua di calore viene così soddisfatta dalla caldaia.

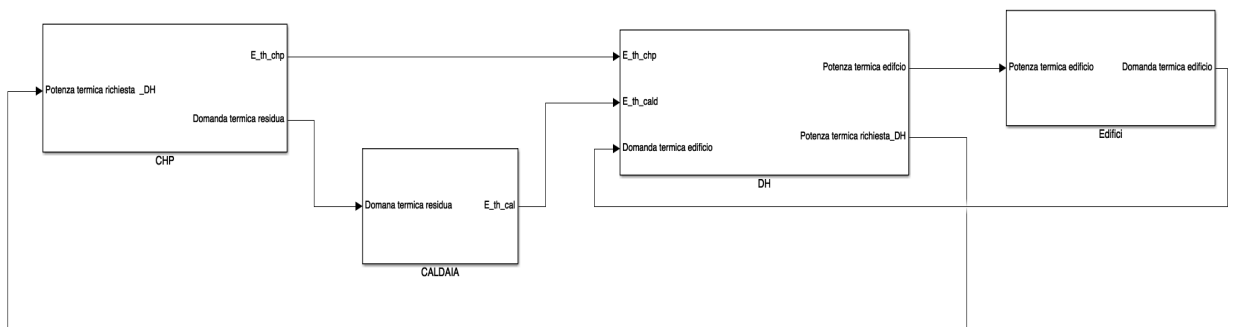


Figura 37. Modello Simulink per calcolo potenza

Il cogeneratore è comunque il componente principale e nel caso in cui questo non riesca a sopperire alla domanda termica, la caldaia copre i picchi come componente ausiliario.

Analizzando ogni blocco, si può partire dalla richiesta termica degli edifici; la domanda termica segue un andamento orario secondo la funzione della temperatura esterna della città di Torino:

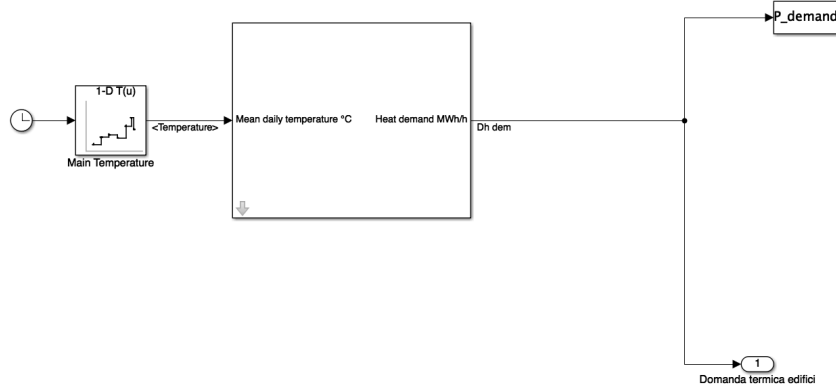


Figura 38. Blocco domanda termica Edifici Simulink

Dalla temperatura esterna ed in funzione dei volumi che vengono riscaldati viene calcolata la potenza termica richiesta.

La richiesta termica degli edifici sarà l'input della rete di teleriscaldamento la quale sommata con le perdite termiche della rete fornisce la potenza richiesta al cogeneratore:

$$P_{Demand,DH} = P_{Demand,DH} + Perdite \quad (18)$$

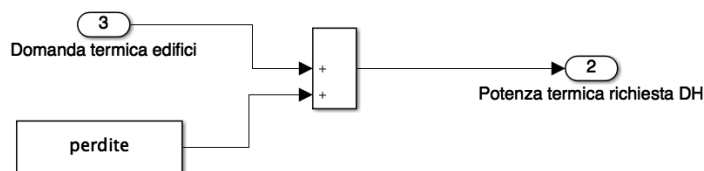


Figura 39. Prima parte blocco rete di teleriscaldamento per ottenere la domanda termica richiesta in Simulink

Una volta ottenuta la potenza termica richiesta dalla rete di teleriscaldamento il cogeneratore calcola la potenza consumata dal cogeneratore e tramite i rendimenti potenza termica ed elettrica prodotta, inoltre sottraendo la potenza termica utile prodotta dal cogeneratore alla domanda termica degli edifici è possibile conoscere la domanda residua che sarà successivamente l'input della caldaia:

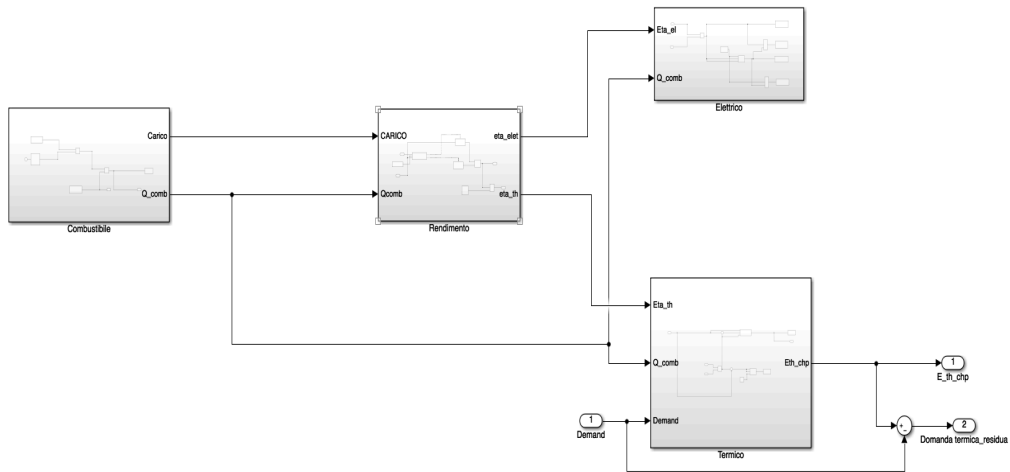


Figura 40. Modellizzazione Cogeneratore in Simulink

Vi sono due modelli che si differenziano solo per l'impostazione del cogeneratore: il primo ha il carico costante, mentre nel secondo il carico è variabile; le equazioni del modello sono uguali, ma nel primo il cogeneratore parte dal combustibile consumato, mentre nel secondo caso si parte dalla potenza termica prodotta.

In particolare, nel primo modello, la domanda viene inviata al blocco combustibile, il quale avendo la potenza massima del combustibile (Q_{comb_max}) moltiplicata per il carico impostato trova la potenza di combustibile che viene consumata. All'interno dello stesso blocco viene impostato il funzionamento orario, cioè tramite funzione (ON/OFF CHP) si imposta l'accensione e lo spegnimento del cogeneratore.

$$P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}} = carico * P_{Gas\ Naturale\ max_CHP} \quad (3)$$

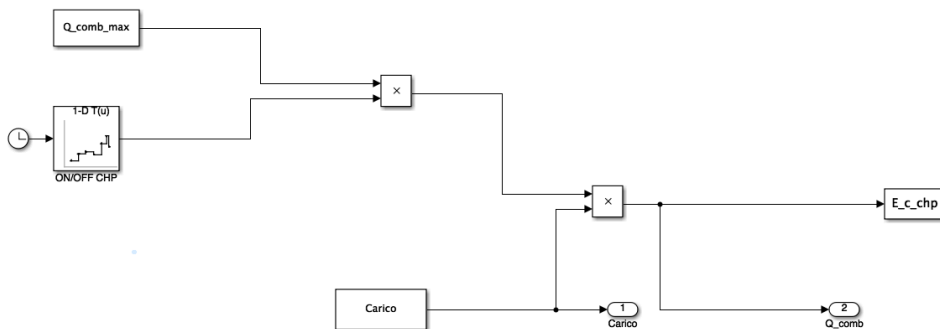


Figura 41. Blocco Combustibile Simulink

Attraverso le equazioni dei rendimenti visti nel capitolo 2.2 (6-7), che vengono riportate sotto, vengono impostate le equazioni all'interno di Simulink:

$$\eta_{el} = \frac{carico}{1 - C_0} * \frac{P_{Gas Naturale_{CHP,t}} - P_{Gas Naturale max} * C_0}{P_{Gas Naturale_{CHP,t}}} \quad (6)$$

$$\eta_{th} = IU - \eta_{el} \quad (7)$$

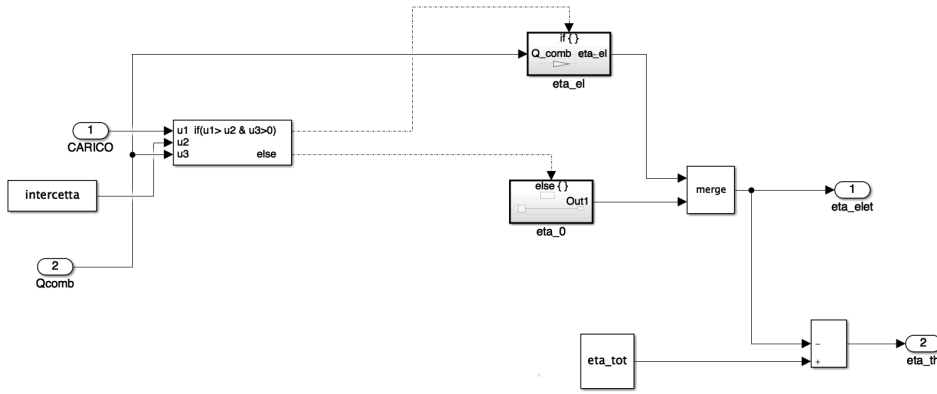


Figura 42. Blocco rendimento del cogeneratore

In questo modo i rendimenti (η_{elet} , η_{th}) saranno input del blocco di produzione termica ed elettrica, in particolare il rendimento elettrico moltiplicato per la potenza del combustibile consumata si calcola la potenza elettrica prodotta, la potenza utilizzata per l'autoconsumo, la potenza comprata in rete in caso in cui la potenza elettrica prodotta non sia necessaria a coprire l'autoconsumo ed infine la potenza elettrica venduta in rete:

$$P_{el prodotta,t} = P_{Gas Naturale_{CHP,t}} * \eta_{el} \quad (4)$$

$$P_{el prodotta,t} = P_{el venduta,t} + P_{el autoconsumata} \quad (8)$$

$$P_{el venduta,t} = \begin{cases} P_{el prodotta,t} - P_{el consumo interno,t} & \text{se } P_{el prodotta,t} \geq P_{el consumo interno,t} \\ 0 & \text{se } P_{el prodotta,t} < P_{el consumo interno,t} \end{cases} \quad (9)$$

$$P_{el\ autoconsumata} = \begin{cases} P_{el\ consumo\ interno,t} & se\ P_{el\ prodotta,t} \geq P_{el\ consumo\ interno,t} \\ P_{el\ prodotta,t} & se\ P_{el\ prodotta,t} < P_{el\ consumo\ interno,t} \end{cases} \quad (10)$$

$$P_{el\ prelevata,t} = \begin{cases} P_{el\ consumo\ interno,t} - P_{el\ autoconsumata} & se\ P_{el\ prodotta,t} \geq P_{el\ consumo\ interno,t} \\ 0 & se\ P_{el\ prodotta,t} < P_{el\ consumo\ interno,t} \end{cases} \quad (11)$$

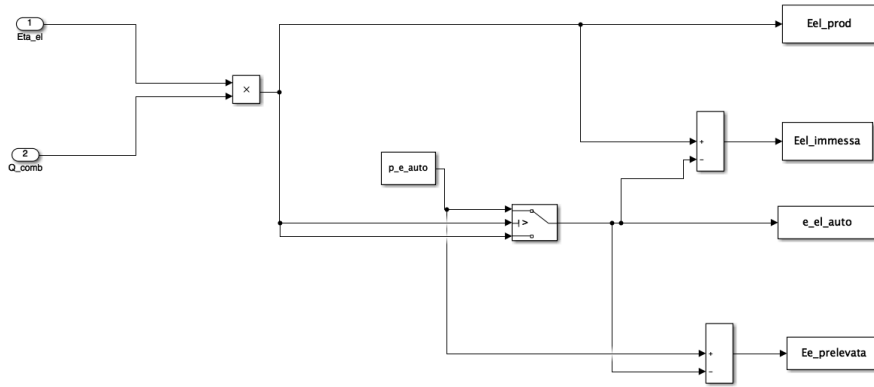


Figura 43. Blocco produzione elettrica CHP

Allo stesso modo con il rendimento termico è possibile calcolare la potenza termica prodotta. Questa potenza se è maggiore della domanda termica è potenza termica dissipata:

$$P_{th\ prodotta_{CHP,t}} = P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}} * \eta_{th} \quad (5)$$

$$P_{th\ prodotta_{CHP,t}} = P_{th\ utile\ CHP,t} + P_{th\ dissipata,t} \quad (12)$$

$$P_{th\ utile\ CHP} = \begin{cases} P_{Demand,DH} & se\ P_{Demand,DH} \leq P_{th_{maxCHP}} \\ P_{th\ prodotta,CHP,t} & se\ P_{Demand,DH} > P_{th_{maxCHP}} \end{cases} \quad (13)$$

$$P_{th\ dissipata} = \begin{cases} 0 & se\ P_{Demand,DH} \leq P_{th\ prodotta_{CHP,t}} \\ P_{th\ prodotta_{CHP,t}} - P_{Demand,DH} & se\ P_{Demand,DH} > P_{th\ prodotta_{CHP,t}} \end{cases} \quad (14)$$

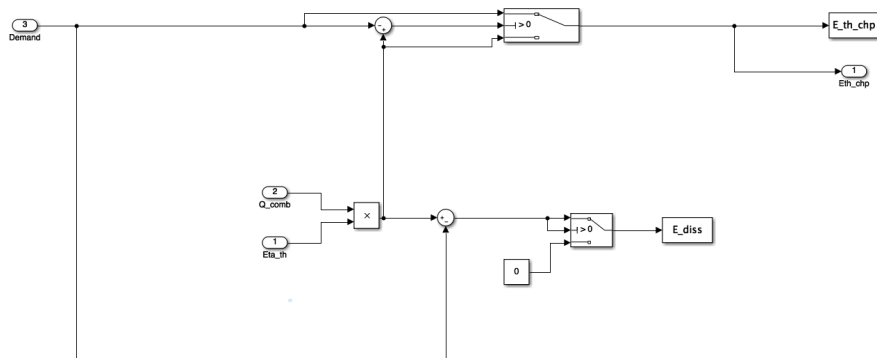


Figura 44. Blocco produzione termica su Simulink

Ottenute le potenze termiche si ricava la potenza termica residua che sarà l'input della domanda termica della caldaia, la quale divisa per il rendimento di quest'ultima mi dà la potenza consumata di combustibile consumata:

$$P_{th\ caldaia} = P_{domanda\ calore\ residua} = \begin{cases} P_{Demand,DH} - P_{th\ prodott_{aCHP,t}} & se\ P_{Demand,DH} > P_{th\ prodott_{aCHP,t}} \\ 0 & se\ P_{Demand,DH} \leq P_{th\ prodott_{aCHP,t}} \end{cases} \quad (15)$$

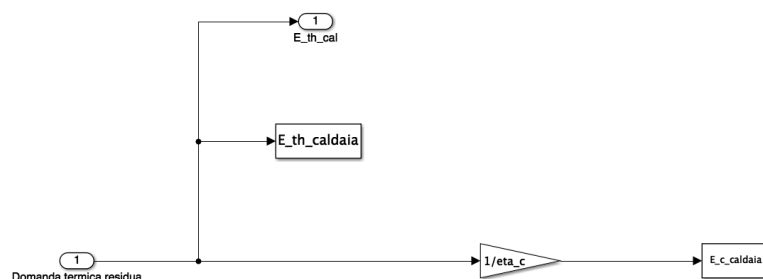


Figura 45. Blocco caldaia modello Simulink

Con le potenze termiche utili prodotta da caldaia e cogeneratore si può soddisfare la domanda della rete di teleriscaldamento con le perdite termiche:

$$P_{Demand,DH} = P_{th\ caldaia} + P_{th\ utile\ CHP}$$

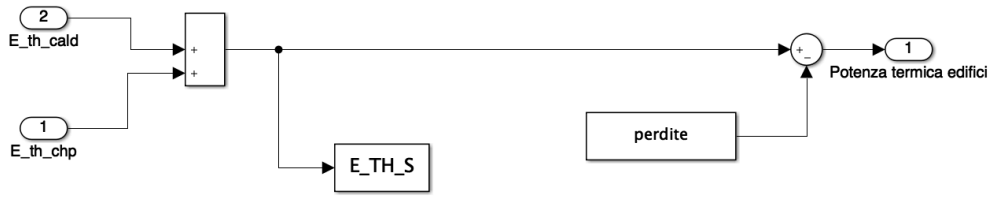


Figura 46. Blocco rete di teleriscaldamento Simulink

Nel secondo modello, si parte dalla potenza termica producibile che viene moltiplicata per un fattore che calcola la frazione di potenza termica producibile. Grazie a questa potenza di può calcolare il carico al quale lavora il cogeneratore:

$$P_{termica\ prodotta\ CHP} = P_{Demand} * k \quad (29)$$

$$carico = \frac{P_{termica\ prodotta\ CHP} * (1 - intercetta) - Q_{comb_max} * \eta_{el_max} * intercetta}{Q_{comb_max} * (\eta_{tot} * (1 - intercetta) - \eta_{el_max})} \quad (30)$$

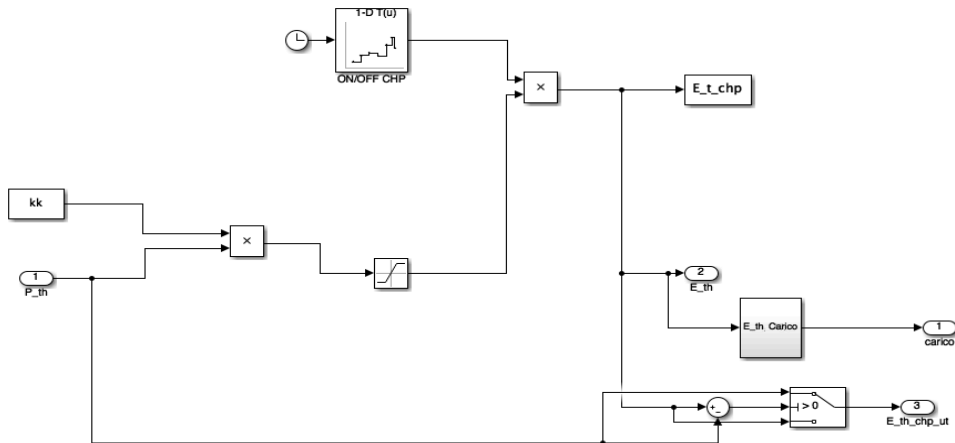


Figura 47. Blocco produzione termica modello 2

Impostando lo stesso blocco di prima sui rendimenti è possibile calcolare la potenza consumata di combustibile:

$$P_{Gas\ Naturale\ CHP} = \frac{P_{th\ CHP}}{\eta_{th_chp}} \quad (31)$$

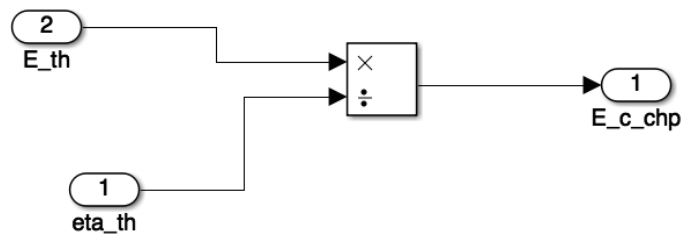


Figura 48. Blocco combustibile modello 2

Tutti gli altri blocchi del modello rimangono uguali al modello 1 che è stato spiegato sopra in ogni componente.

3 Controllo e ottimizzazione del sistema

3.1 Strategie di controllo

Il controllo dell'impianto viene pensato in un'ottica di ottimizzazione non solo energetica ma anche economica, in quanto si vogliono studiare i parametri economici sopra sviluppati secondo le equazioni del capitolo 2 in modo da ottenere la soluzione di ottimo per il funzionamento dell'impianto.

È presente la caldaia che fornisce il calore richiesto dagli edifici e si vuole installare un cogeneratore che soddisfi buona parte della domanda ed utilizzare la caldaia per sopperire i picchi di richiesta termica. Il cogeneratore ha una produzione anche elettrica, quindi si pensa di sfruttare la produzione elettrica per soddisfare la richiesta di autoconsumo dell'impianto senza acquistare più l'energia elettrica in rete e rivenderne il surplus, quindi con un guadagno dalla vendita dell'energia elettrica, oltre quello già presente di energia termica per il teleriscaldamento.

In questa ottica si vuole calcolare il valore di attualizzazione netto, il tempo di ritorno dell'investimento dell'impianto ed il margine operativo lordo tra ex ante ed ex post. L'obiettivo è trovare l'impianto migliore in modo da massimizzare i ricavi e minimizzare il tempo di ritorno dell'impianto.

3.1.1 Descrizione delle strategie di controllo

Sono state individuate 3 strategie di controllo dell'impianto che prevedono di far funzionare il cogeneratore in maniera ottimale sull'intero arco temporale, in modo da avere il funzionamento combinato con la caldaia cosicché da ottimizzare i ricavi dell'impianto.

I metodi prevedono di intervenire sul carico dell'impianto, sul funzionamento orario e sul carico minimo a cui fare funzionare l'impianto di cogenerazione. Di seguito sono spiegati puntualmente la modalità di controllo dei diversi metodi.

I parametri di ottimizzazione che verranno spiegati subito dopo sono:

- carico di potenza del cogeneratore, un parametro che varia tra 0-100%;

- parametro moltiplicativo che aumenta o diminuisce la potenza termica prodotta al cogeneratore che varia tra il 0-200%;
- carico minimo è la variabile minima di carico a cui lavora il cogeneratore compreso come valore tra il 40-100%.

3.1.1.1 Metodo 1

Il primo metodo prevede di mantenere costante la potenza nominale. La variabile di ottimizzazione è il carico di funzionamento dell'impianto che viene fissato ed il cogeneratore funziona costantemente alla stessa potenza con le correlazioni viste del capitolo [2.2].

Perciò, il parametro di ottimizzazione è:

$$carico = \frac{P_{Gas\ Naturale_{CHP,t}}}{P_{Gas\ Naturale\ max_CHP}} \quad (28)$$

Inoltre è stato previsto lo stesso controllo ma con il cogeneratore sempre acceso durante il periodo invernale e spento nella stagione estiva.

Sono state utilizzate diverse potenze per dimensionare il cogeneratore per scegliere la taglia più conveniente in funzione dei parametri economici.

Nel seguente modello sono state considerate diverse ore di funzionamento:

- cogeneratore acceso solo nel periodo invernale e durante le ore diurne, 7.00-21.00;
- cogeneratore acceso solo nel periodo invernale e durante le ore diurne, 6.00-23.00;
- cogeneratore acceso solo nel periodo invernale e durante le ore diurne, 5.00-24.00;
- cogeneratore acceso solo nel periodo invernale e spento in estate.

Tabella 17. Strategia di controllo metodo 1

Metodo 1				
Variabile di ottimizzazione	Valore (%)	Carico impianto	Potenza nominale impianto [MW]	Ore funzionamento
Carico	0-100	Fisso	20-100	Inverno 7.00-21.00
				Inverno 6.00-23.00
				Inverno 5.00-24.00
				Inverno h.24/24

Per spiegare meglio il concetto del parametro di ottimizzazione, cioè il carico dell'impianto, si riporta a titolo di esempio un andamento orario della potenza termica che viene soddisfatta dal cogeneratore, la parte di potenza termica dissipata e la potenza termica soddisfatta dalla caldaia; si riporta, nell'esempio, il caso in cui il cogeneratore si accende alle 7.00 e si spegne alle 21.00.

Tabella 18. Dati esempio metodo 1

Potenza termica [MW]	Carico	Ore funzionamento
100	85%	Inverno 7.00-21.00

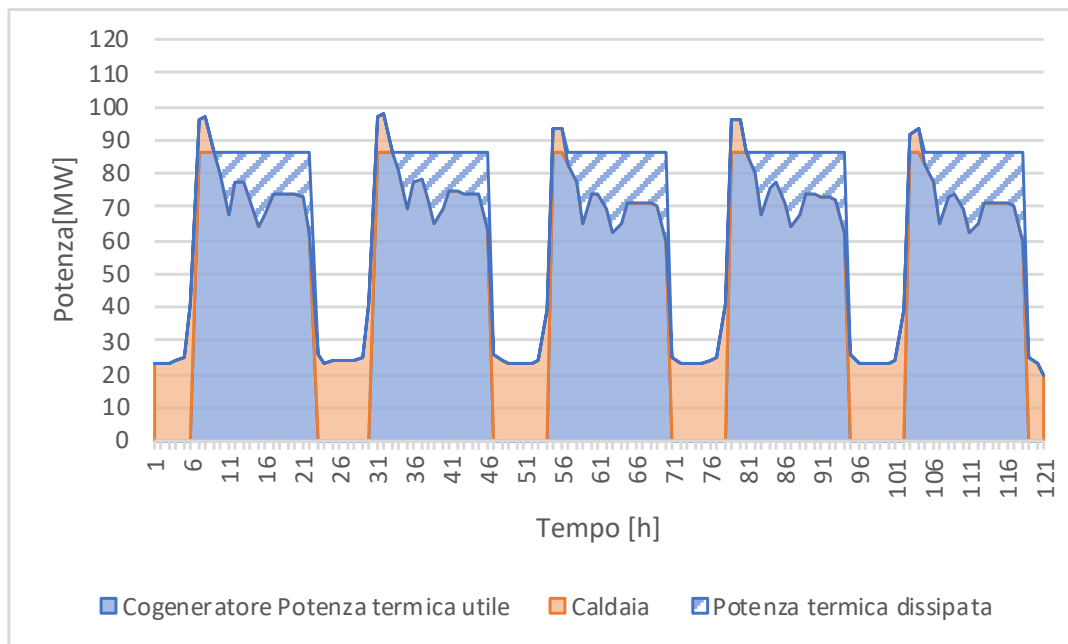


Figura 49. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana invernale a maggior richiesta

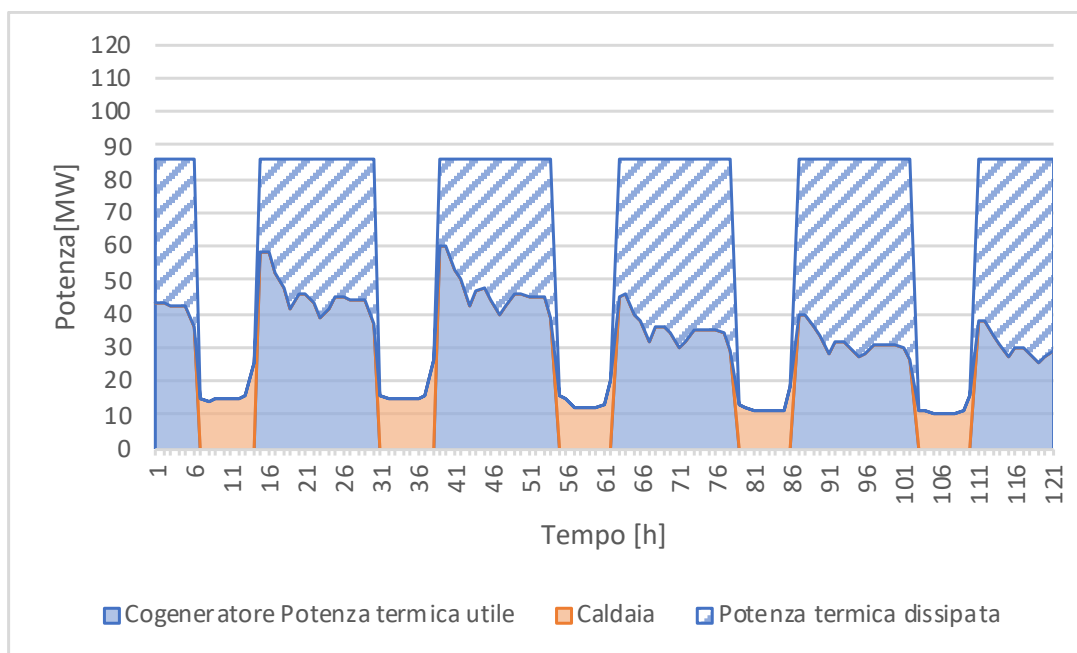


Figura 50. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana invernale a minor richiesta

3.1.1.2 Metodo 2

Il secondo metodo vede come variabile di ottimizzazione il parametro moltiplicativo della potenza termica richiesta: si parte dalla domanda dell'edificio, con l'aggiunta delle perdite della rete di teleriscaldamento e si moltiplica per un fattore moltiplicativo, il prodotto corrisponde alla potenza prodotta dal cogeneratore. Data questa potenza, attraverso le correlazioni del rendimento viste prima si ricava la potenza consumata di gas naturale per produrre l'energia termica necessaria e la potenza elettrica prodotta. Se la potenza del cogeneratore non è sufficiente a soddisfare la domanda è presente la caldaia, come nei precedenti casi, per soddisfare i picchi. Anche in questo caso il cogeneratore ha funzionamento per le ore diurne e periodo invernale.

Nel cogeneratore la potenza prodotta viene moltiplicata per un parametro che va da 0 al 200%, nonché il parametro di ottimizzazione (k):

$$P_{\text{termica prodotta CHP}} = P_{\text{Demand,DH}} * k \quad (29)$$

Tabella 19. Strategia di controllo metodo 2

Metodo 1				
Variabile di ottimizzazione	Valore (%)	Carico impianto	Potenza nominale impianto [MW]	Ore funzionamento
Potenza termica prodotta dal cogeneratore	0-200	Variabile	20-100	Inverno 7.00-21.00
				Inverno 6.00-23.00
				Inverno 5.00-24.00
				Inverno h.24/24

Per spiegare meglio il concetto del parametro di ottimizzazione si riporta, a titolo di esempio, un andamento orario della potenza termica che viene soddisfatta dal cogeneratore, la parte di potenza termica dissipata e la potenza termica soddisfatta dalla caldaia; si riporta il caso in cui il cogeneratore si accende alle 7.00 e si spegne alle 21.00.

Tabella 20. Dati esempio metodo 2

Potenza termica [MW]	k	Ore funzionamento
100	100%	Inverno 7.00-21.00

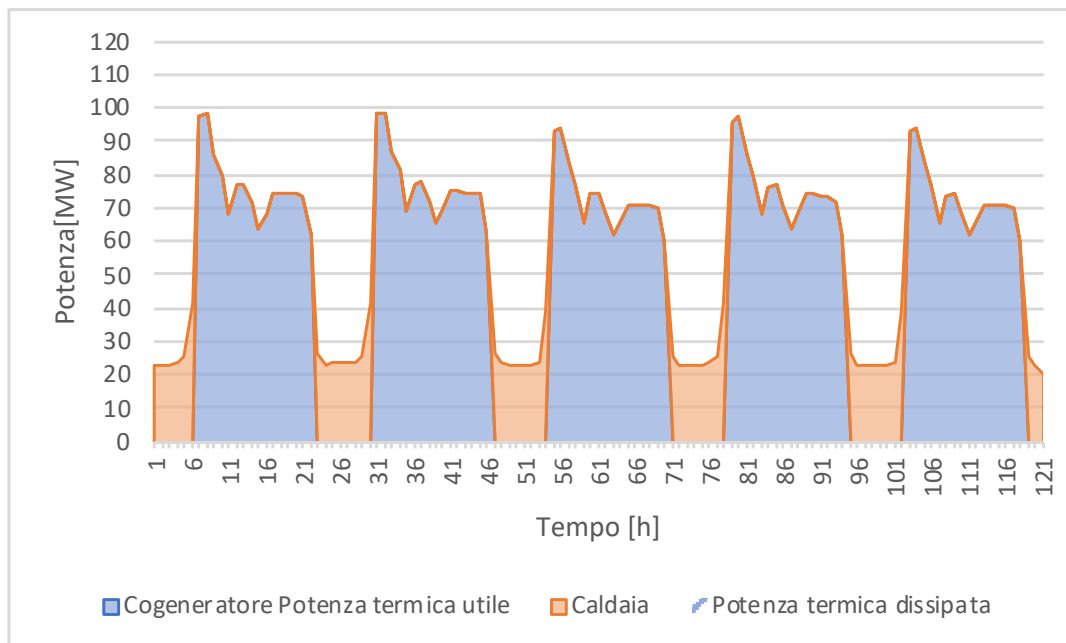


Figura 51. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a maggior richiesta termica

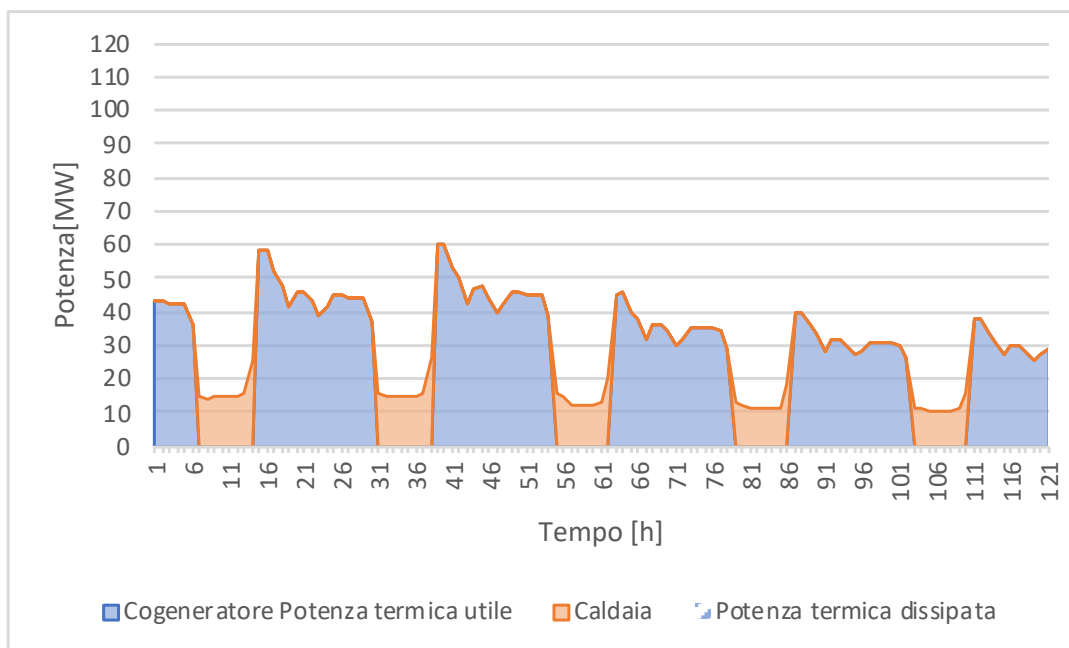


Figura 52. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, domanda a minor richiesta termica.

Per chiarire meglio il parametro di ottimizzazione si riporta l'esempio con potenza ed orario di funzionamento uguale a prima ma con $k=200\%$:

Tabella 21. Dati esempio metodo 2 con $k=200\%$

Potenza termica [MW]	k	Ore funzionamento
100	200%	Inverno 7.00-22.00

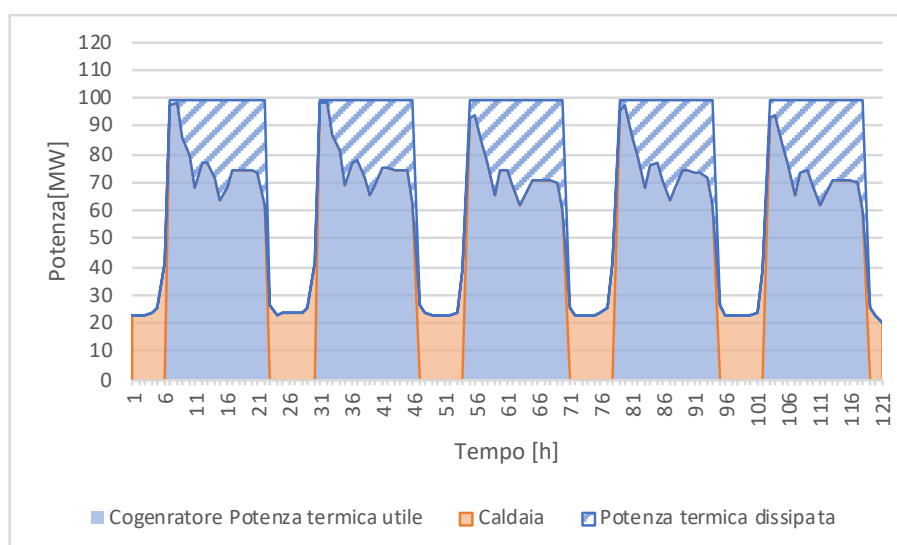


Figura 53. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, domanda a maggior richiesta termica, $k=200\%$.

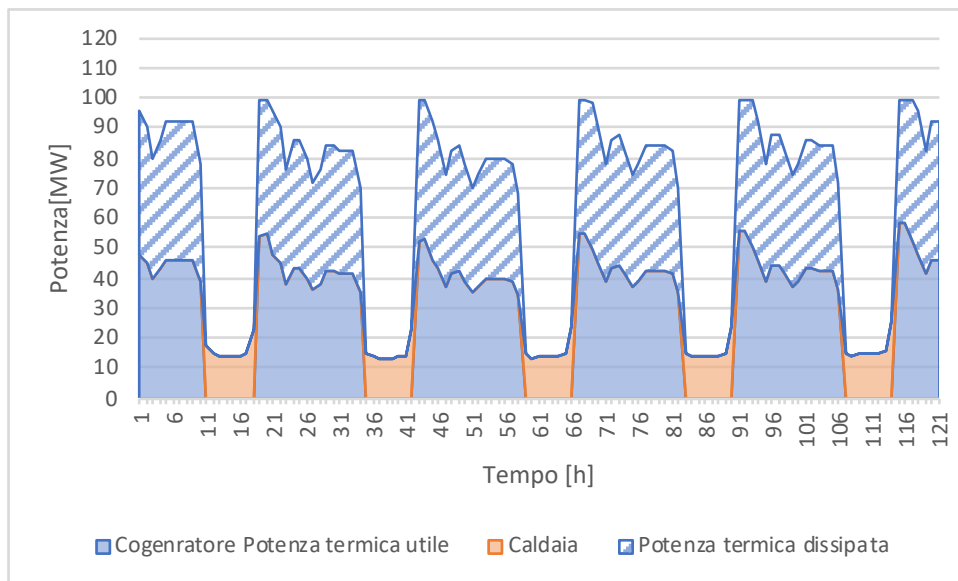


Figura 54. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, domanda a minor richiesta termica, $k=200\%$.

Come si vede dalle figure la domanda è raddoppiata, per questo rispetto al metodo 1 la potenza termica dissipata è minore dato che il carico non è costante.

3.1.1.3 Metodo 3

In questo metodo, si parte dalla domanda dell'edificio, con le perdite della rete di teleriscaldamento, che corrisponde alla potenza prodotta dal cogeneratore. Data questa potenza, attraverso le correlazioni del rendimento viste prima si ricava la potenza consumata di gas naturale per produrre l'energia termica necessaria e la potenza elettrica prodotta. Se la potenza del cogeneratore non è sufficiente a soddisfare la domanda è presente la caldaia, come nei precedenti casi, per soddisfare i picchi.

Si utilizza il parametro moltiplicativo visto nel metodo 2 e viene introdotta una nuova variabile di ottimizzazione detta *carico minimo*: se il carico del cogeneratore è minore del carico minimo allora si spegne il cogeneratore e funziona solo la caldaia, in alternativa funziona il cogeneratore con le correlazioni sopra già indicate.

$$P_{th\ utile\ CHP,t} = \begin{cases} 0 & \text{se } carico < carico_{minimo} \\ P_{th\ utile\ CHP,t} & \text{se } carico > carico_{minimo} \end{cases} \quad (30)$$

La configurazione del modello rimane la medesima, ciò che viene modificato invece è la correlazione di carico: nel metodo 1 è costante e segue la correlazione (27), nel seguente metodo (metodo 3) invece viene espresso con questa correlazione:

$$carico,t = \frac{P_{termica\ prodotta\ CHP,t} * (1 - C_0) - Q_{comb_max} * \eta_{el_max} * C_0}{Q_{comb_max} * (\eta_{tot} * (1 - C_0) - \eta_{el_max})} \quad (31)$$

In questo metodo non è necessario aggiungere il profilo orario delle ore diurne e solo per il profilo invernale perché nelle ore notturne e nel periodo estivo la domanda è più bassa del carico minimo e non si accende il cogeneratore. Anche in questo caso sono state valutate diverse potenze per sopperire al carico termico.

Tabella 22. Strategia controllo metodo 3

Metodo 3				
<i>Variabile di ottimizzazione</i>	<i>Valore (%)</i>	<i>Carico impianto</i>	<i>Potenza nominale impianto [MW]</i>	<i>Ore funzionamento</i>
Parametro moltiplicativo potenza termica richiesta soddisfatta dal cogeneratore	0-200	Variabile	20-100	In questo caso non è stato imposto nessun orario di funzionamento
Carico minimo	40-100			

Per spiegare meglio il concetto del parametro di ottimizzazione si riporta a titolo di esempio un andamento orario della potenza termica che viene soddisfatta dal cogeneratore, la parte di potenza termica dissipata e la potenza termica soddisfatta dalla caldaia.

Tabella 23. Dati esempio metodo 3

Potenza termica [MW]	k	Carico minimo
100	100%	40%

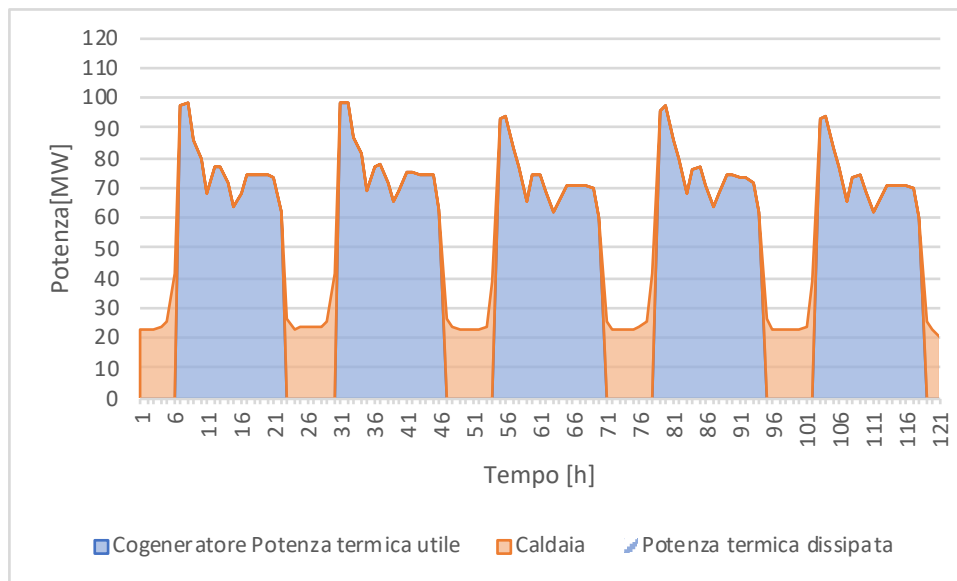


Figura 55. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a maggior richiesta termica

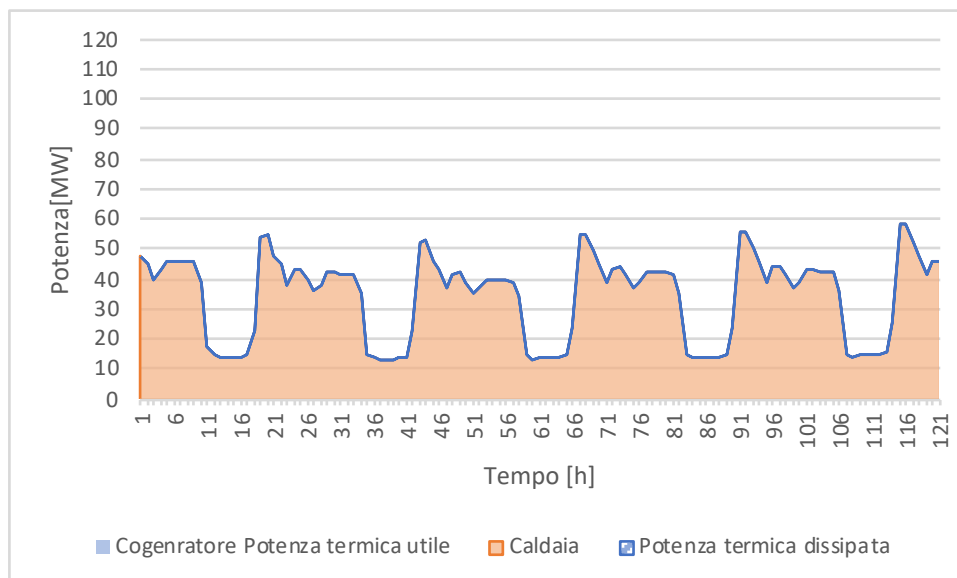


Figura 56. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a minor richiesta termica

Anche in questo caso si riporta un esempio nel caso in cui $k=200\%$:

Tabella 24. Dati esempio metodo 3, $k=200\%$ carico minimo=40%

Potenza termica [MW]	k	Carico minimo
100	200%	40%

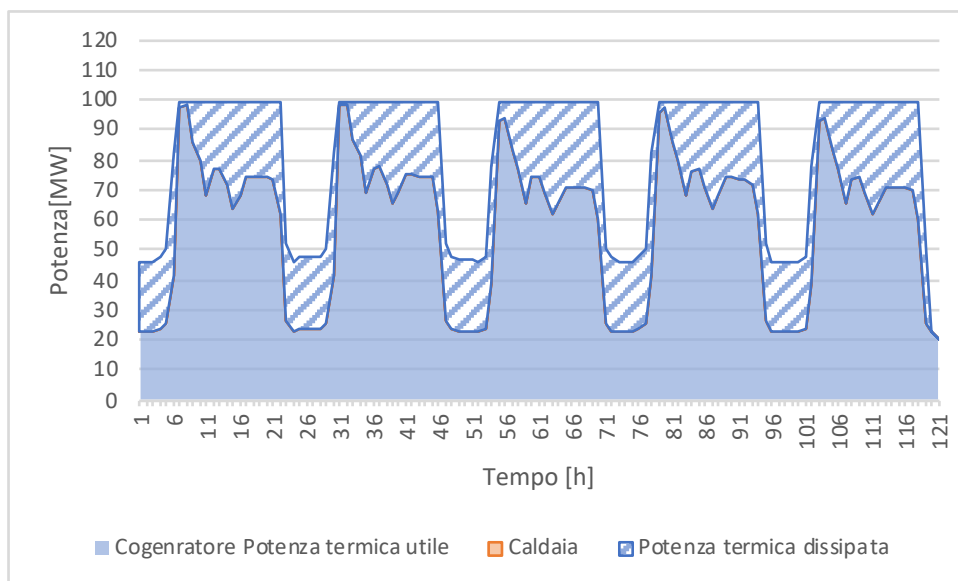


Figura 57. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a maggior richiesta termica, $k=200\%$

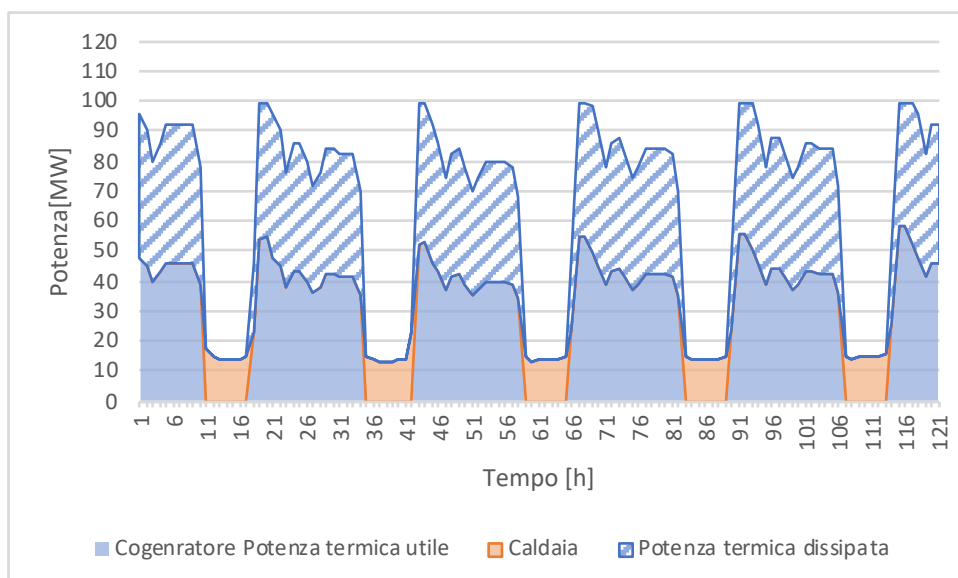


Figura 58. Domanda termica soddisfatta dal cogeneratore con potenza utile e dissipata e dalla caldaia, settimana a minor richiesta termica, $k=200\%$

3.2 Descrizione algoritmo utilizzato

Per svolgere la simulazione di ottimizzazione si è utilizzato il software Matlab grazie al quale è possibile utilizzare l'algoritmo genetico che permette di trovare il minimo di una funzione obiettivo, selezionati dei parametri di ottimizzazione. Un algoritmo genetico (GA) è un metodo per risolvere problemi di ottimizzazione basato su un processo di selezione naturale che imita l'evoluzione biologica [35].

L'algoritmo genetico sviluppato da Goldberg si basa sulla teoria dell'evoluzione di Darwin che sostiene che la sopravvivenza di un organismo è affetto dalla regola "la specie più forte che sopravvive". [36]

Darwin inoltre sostiene che il mantenimento di un organismo in vita si può mantenere con i processi di riproduzione, crossover e mutazione.

Grazie al meccanismo della selezione, solo gli individui migliori hanno la possibilità di riprodursi e quindi di trasmettere il loro genoma alle generazioni successive. Per la creazione di nuovi individui ad ogni generazione si utilizzano quindi due operazioni ispirate dall'evoluzionismo biologico: il crossover e la mutazione. Il crossover indica la possibilità che presi i due genitori ci sia la ricombinazione dei loro valori migliori per la generazione dei figli, invece con la mutazione, presi due genitori, si inserisce un valore casuale all'interno della combinazione dei valori dei genitori.

Il concetto di evoluzione viene quindi adattato all'algoritmo computazionale per trovare una soluzione ad un problema definito come funzione obiettivo.

La terminologia dell'algoritmo genetico viene di seguito riportata:

- La funzione di fitness è la funzione che si vuole ottimizzare, per gli algoritmi standard è la funzione obiettivo;
- Un individuo è un qualsiasi punto con cui è possibile calcolare la funzione obiettivo;
- Una popolazione è una serie di individui;
- Ad ogni iterazione l'algoritmo genetico esegue i calcoli sulla popolazione corrente per poter produrre una nuova popolazione, ogni popolazione successiva è chiamata nuova generazione;
- La diversità è la distanza media tra gli individui di una popolazione; più è ampia la distanza media tra gli individui più una popolazione ha grande

diversità. Questa caratteristica è importante per l'algoritmo per poter cercare una regione più ampia dello spazio.

- Il valore di idoneità di un individuo è il valore della funzione di fitness per l'individuo.
- I genitori sono gli individui della generazione attuale che vengono selezionati che vengono utilizzati per creare la nuova generazione, chiamati figli. [37]

La regola secondo la quale un figlio continua a sopravvivere anche nella generazione successiva è quella darwiniana: il figlio che ha il valore di funzione obiettivo più vicino all'idea di fitness ha una probabilità maggiore di essere nuovamente selezionato anche nella generazione successiva. Dopo diverse generazioni i diversi figli convergono in un certo valore di fitness che è la migliore soluzione del problema.

L'algoritmo genetico su Matlab prevede l'utilizzo della funzione obiettivo: viene scritta con tutti i parametri da utilizzare e con la funzione che si vuole utilizzare.

Il sistema di funzionamento dell'algoritmo in Matlab trova il minimo della funzione obiettivo, per questo motivo nel caso in cui si voglia trovare il massimo, si scrive l'inverso della funzione. La funzione viene richiamata all'interno di un altro foglio Matlab sul quale vengono descritte le proprietà dell'algoritmo.

Le prime righe del codice impostano i parametri utilizzati, come il numero e la lunghezza degli individui, i tassi di crossover e mutazione, il numero di generazioni, i limiti inferiori e superiori dei parametri di ottimizzazione.

3.3 Descrizione inserimento del modello Simulink nella funzione dell'algoritmo

L'algoritmo genetico nel caso studio analizzato deve essere collegato con il modello Simulink che è stato creato per simulare il funzionamento dell'impianto.

I parametri di ottimizzazione vengono inseriti come costanti all'interno del modello, per esempio nella figura seguente si può vedere come nel metodo 1 viene inserito il carico come parametro di ottimizzazione:

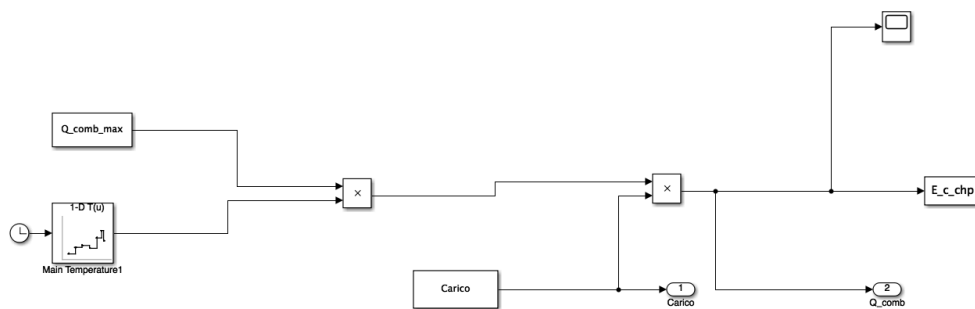


Figura 59. Inserimento il parametro di ottimizzazione all'interno del modello Simulink

Ora il modello Simulink per poter simulare deve essere richiamato, secondo sintassi Matlab: l'area di lavoro di base è l'area di lavoro di origine predefinita di Simulink, ma in questo caso va modificata perché l'area di lavoro del modello deve essere impostata come quella della funzione.

Affinché ciò sia fattibile è necessario impostare delle opzioni sulla simulazione, impostando che l'area di lavoro è all'interno della funzione. Il codice utilizzato è:

```
options = simset('SrcWorkspace', 'current');
```

In questo modo all'interno della funzione le costanti interessate vengono identificate come parametri di ottimizzazione e si simula il sistema Simulink all'interno della funzione. La funzione obiettivo è impostata come valore finale, dato che nel caso in esame si vuole valutare il valore di attualizzazione, si vuole massimizzare la funzione e non minimizzare, così come è impostato di default. Per fare ciò il valore di attualizzazione netto è scritto come l'inverso.

3.4 Esempi applicazioni sistema

Il sistema che viene sopra spiegato non è stato trovato su modelli esemplificativi già studiati in precedenza per questo prima di simulare l'impianto si è reso necessario testare il modello.

Per fare ciò si è pensato l'inserimento nel modello Simulink con l'uso della funzione per l'algoritmo genetico di funzioni matematiche:

- Funzione 1:

$$z = x^2 + y^2$$

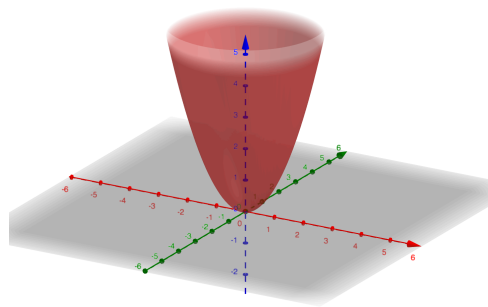


Figura 60. Funzione 1

Attraverso la simulazione dell'algoritmo genetico si è trovato il minimo in (0,0,0), con queste generazioni:

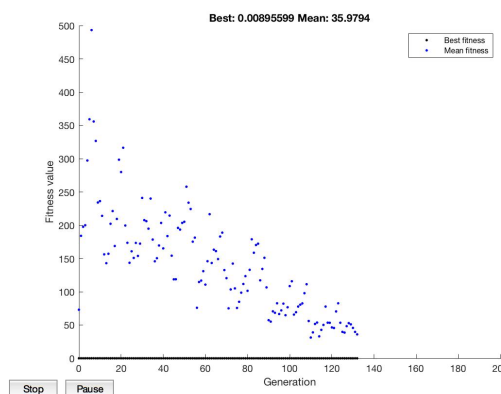


Figura 61. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algoritmo genetico

- Funzione 2:

$$z = \sqrt{x^2 + y^2 - 1}$$

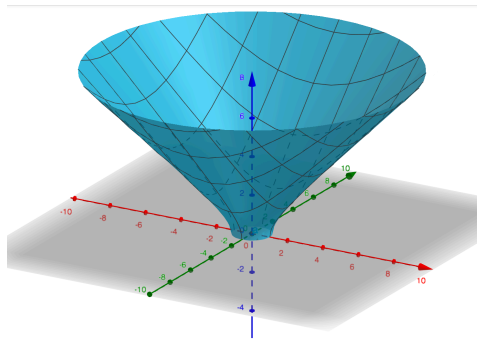


Figura 62. Funzione 2

In questa funzione l'intera circonferenza che interseca gli assi è in ogni punto il possibile minimo della funzione, perciò per riuscire a trovare un unico punto di minimo sono stati aggiunti dei vincoli sia lineari che no:

- $x^2 + y^2 == 1$;
- $x + 1 = 0$;
- Inoltre è stato imposto che la soluzione fosse reale, perché Matlab è in grado di trovare le soluzioni dei minimo anche in campo immaginario.

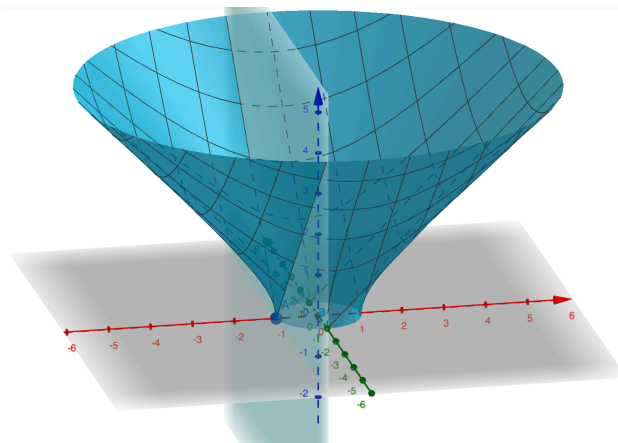


Figura 63. Funzione 2 con il vincolo imposto

L'imposizione del vincolo è il piano che si può vedere in figura 63; il risultato è $(-1,0,0)$.

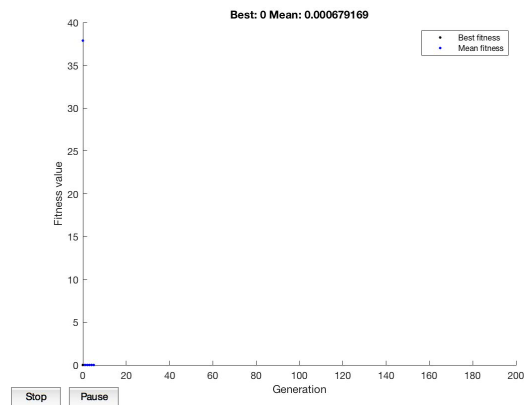


Figura 64. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algorithm genetico

- Funzione 3:

$$z = \sqrt{x^2 + y^2 - 1} + x + 1$$

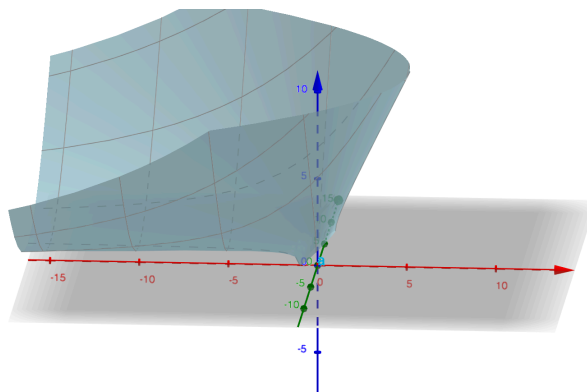


Figura 65. Funzione 3

Attraverso la simulazione dell'algorithm genetico si è trovato il minimo in $(-1,0,0)$, con queste generazioni:

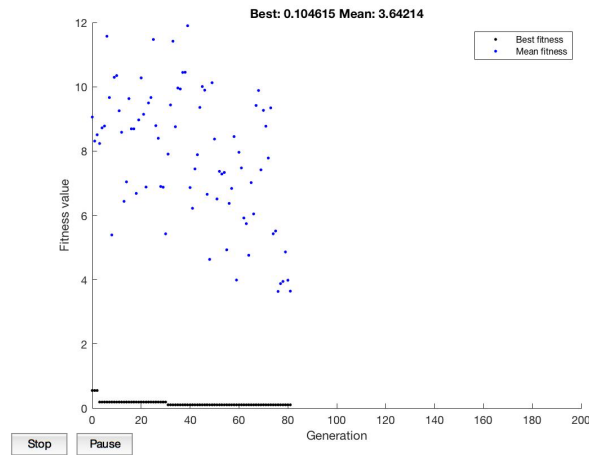


Figura 66. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algoritmo genetico

- Funzione 4:

$$z = y * (-x^2 + 1) * e^{-\frac{1}{3}x^3 + x - y^2}$$

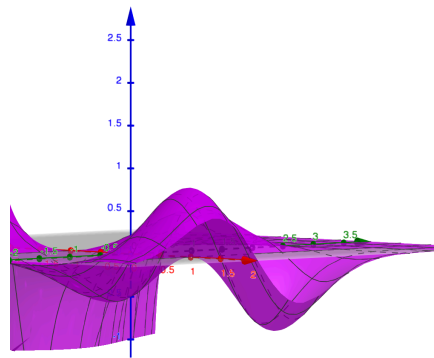


Figura 67. Funzione 4

In questo caso, i vincoli imposti della funzione sono:

- $-1.5 \leq x \leq 3$;
- $-3 \leq y \leq 2.5$.

Il risultato in questo caso è (1.70,0.70,-0.80), con questo tipo di generazioni:

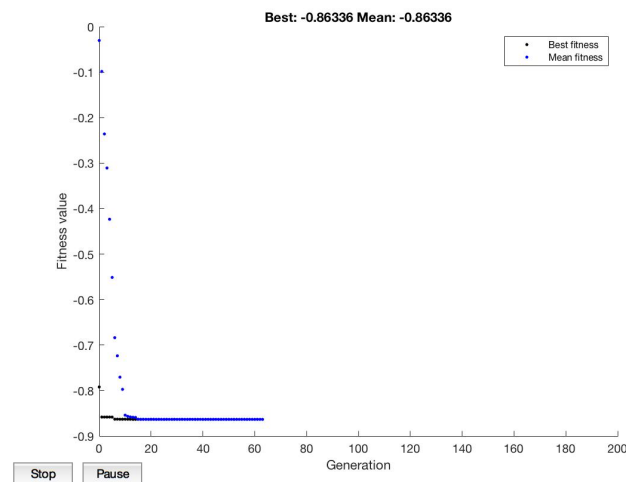


Figura 68. Funzione obiettivo in funzione delle generazioni dell'algoritmo genetico

Grazie all'utilizzo di queste funzioni è stato possibile testare il funzionamento dell'algoritmo genetico collegato con il modello Simulink, che è risultato funzionale.

3.5 Parametri usati per l'algoritmo e le variabili di ottimizzazioni nel caso studio

I parametri utilizzati nel modello sono suddivisi in funzione del metodo, come spiegato precedentemente: nel metodo 1 il parametro di ottimizzazione è il carico dell'impianto e la funzione obiettivo il valore netto di attualizzazione; nel metodo 2 si considera la quantità di potenza termica che il cogeneratore soddisfa per massimizzare sempre la stessa funzione obiettivo. Infine, nel metodo 3 si vogliono considerare due parametri di ottimizzazione: la potenza termica coperta dal cogeneratore e il carico minimo a cui accenderlo per poter massimizzare il valore di attualizzazione netto.

Il modello simula fino a che la differenza tra la funzione obiettivo e la generazione di stallo è inferiore della tolleranza della funzione, quest'ultima è impostata come 10^{-6} .

4 Risultati

Sono state svolte le simulazioni per i tre metodi e con i risultati ottenuti vengono riportati i grafici delle energie ed i parametri economici in funzione del parametro di ottimizzazione trovato durante la simulazione. In ogni caso verrà riportata una tabella in cui vengono riportati i parametri di ottimizzazione prima di fare vedere ogni risultato.

METODO 1:

Si riportano i parametri di ottimizzazione ottenuti per ogni caso del metodo 1 per le rispettive potenze:

Tabella 25. Risultati parametri di ottimizzazione metodo 1

	<i>h. 7.00-21.00, spento l'estate</i>	<i>h. 6.00-23.00, spento l'estate</i>	<i>h. 5.00-24.00, spento l'estate</i>	<i>Sempre accesso inverno, spento l'estate</i>
<i>P_{th} [MW]</i>	<i>CARICO</i>	<i>CARICO</i>	<i>CARICO</i>	<i>CARICO</i>
20 [MWth]	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
40 [MWth]	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
60 [MWth]	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
80 [MWth]	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
100 [MWth]	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Si riporta l'energia termica dissipata dal cogeneratore e l'energia elettrica prodotta. L'energia termica utile non viene riportata in quanto è pari a 200000MWth costante.

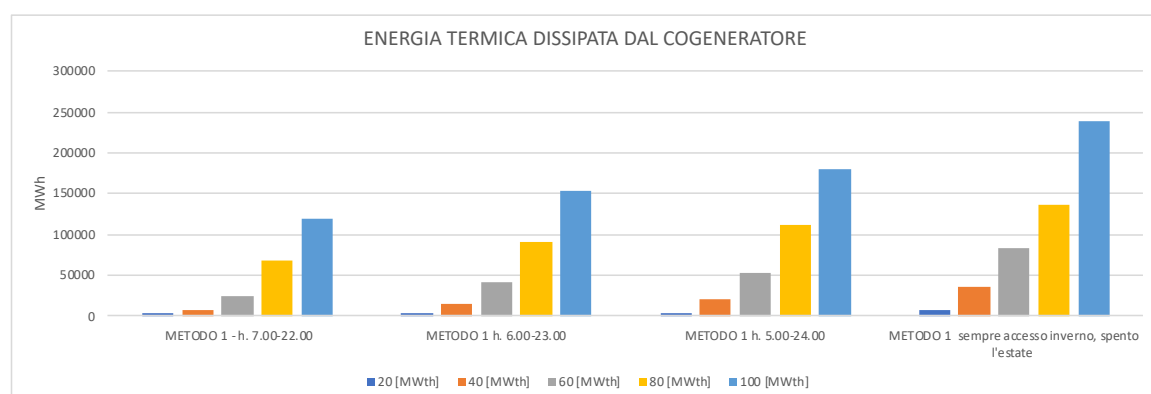


Tabella 26. Energia termica dissipata metodo 1

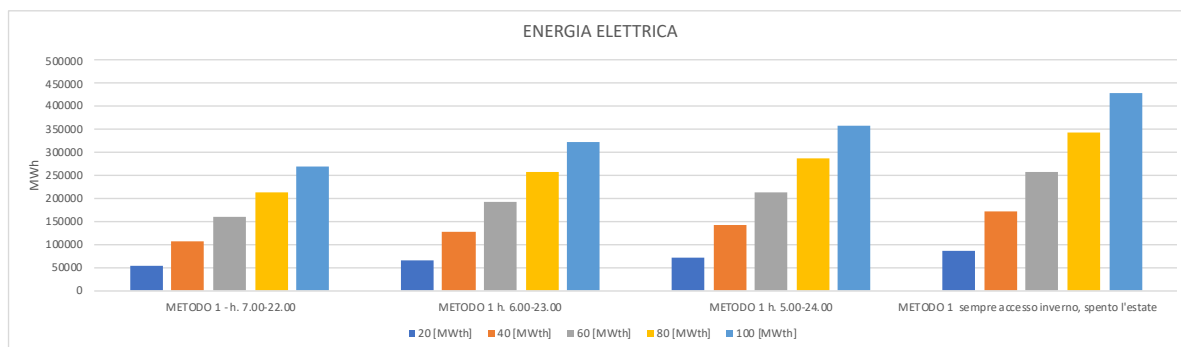


Figura 69. Energia elettrica metodo1

Di seguito sono rappresentati anche i costi ed i ricavi del metodo 1 con riferimento ai singoli consumi: come il gas consumato da cogeneratore e caldaia ed i consumi elettrici. Lo stesso procedimento è svolto con i ricavi distinguendo quelli elettrici da quelli termici.

I costi del gas consumato nel cogeneratore sono complementari a quelli utilizzato in caldaia, quanto più è alta la potenza installata tanto più si riduce l'utilizzo della caldaia:

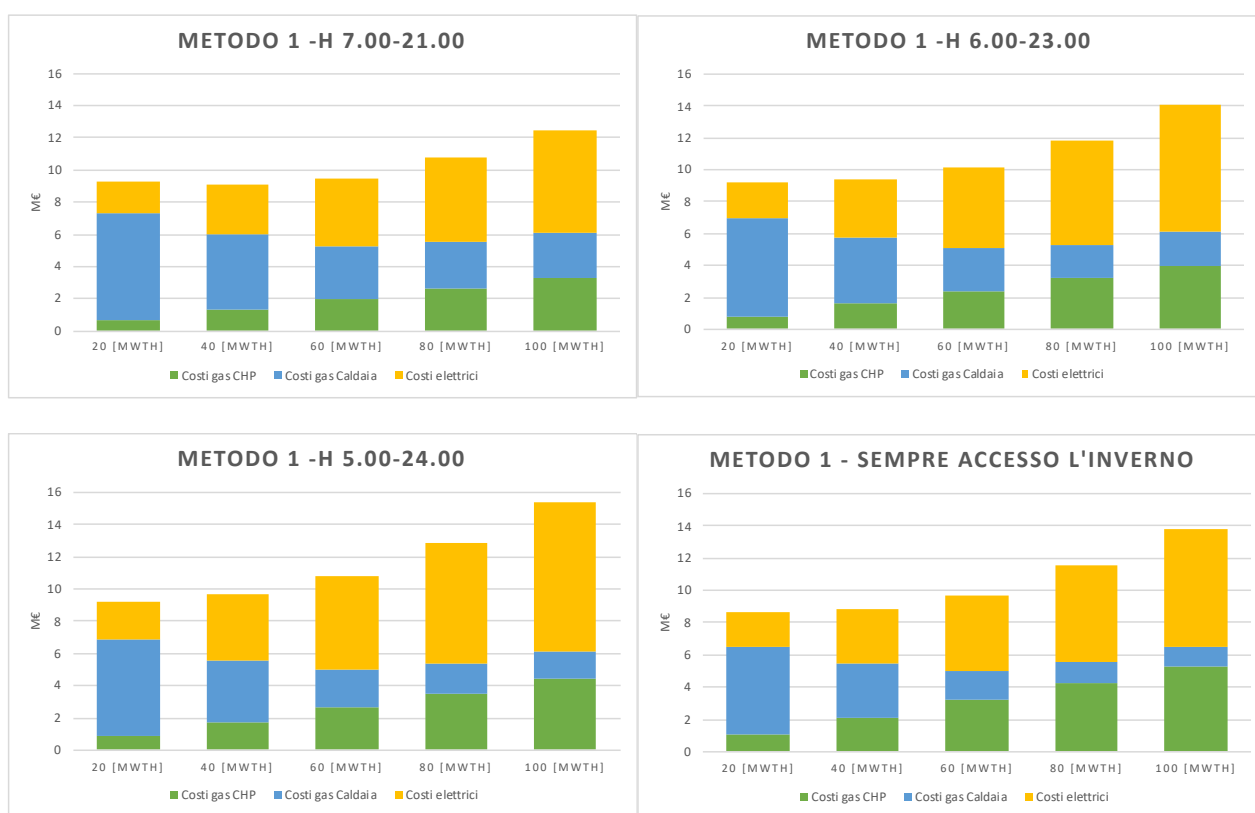


Figura 70. Costi del metodo 1 per le diverse fasce orario di funzionamento

Per i ricavi termici, dato che l'energia termica richiesta è costante per ogni metodo, questi risulteranno costanti:

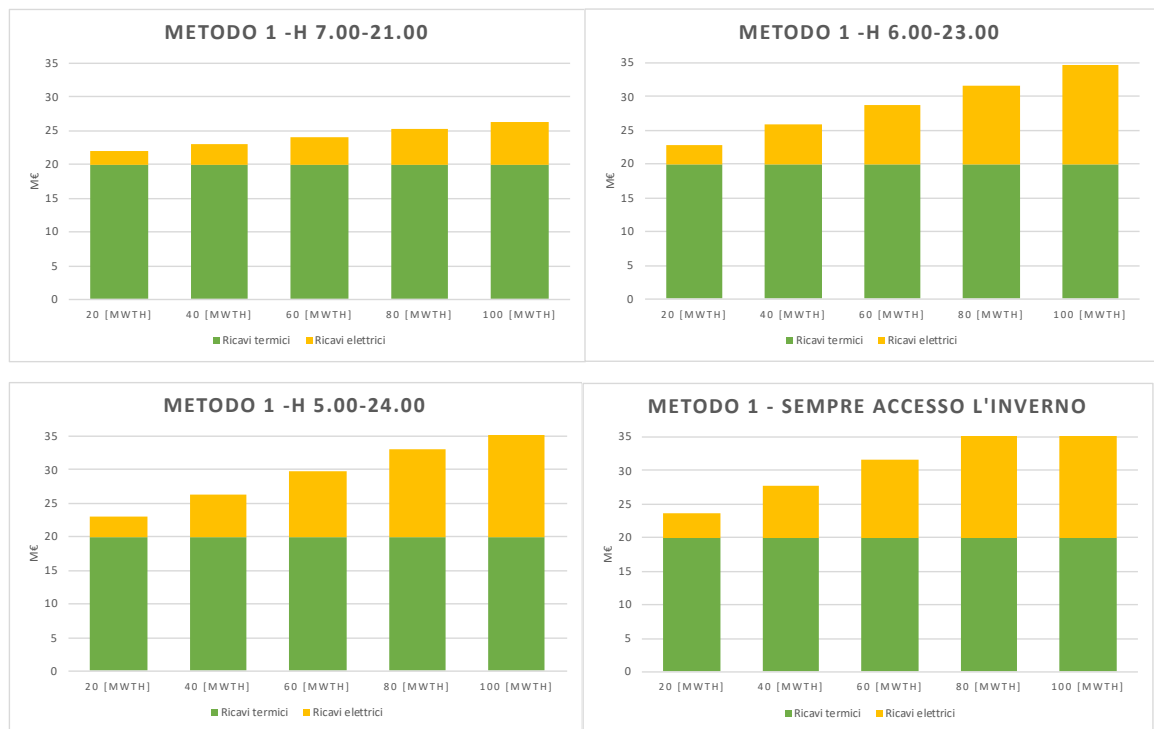


Figura 71. Ricavi metodo 1 per le diverse fasce orario di funzionamento

Infine, si riporta il margine lordo operativo comprensivo dei titoli di efficienza energetica, il tempo di ritorno dell'impianto e il valore di attualizzazione netto:

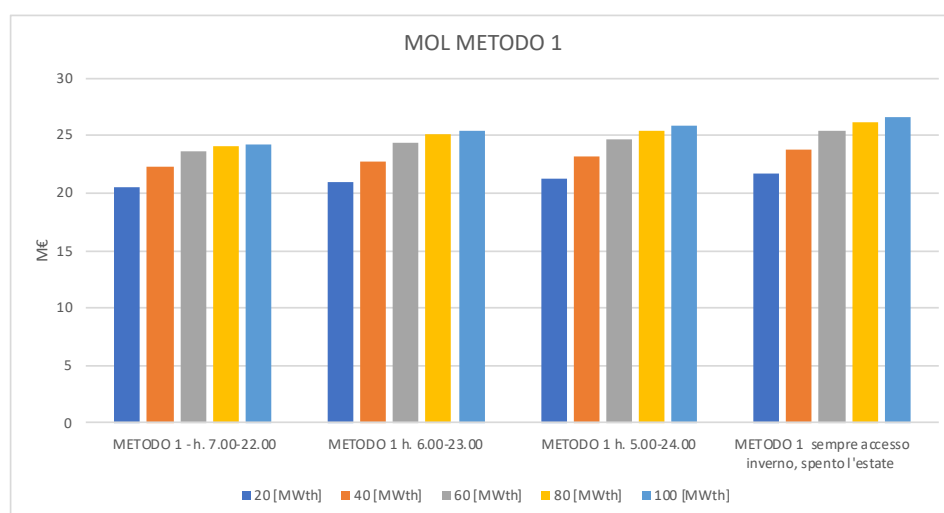


Figura 72. Margine Lordo Operativo Metodo 1 per fasce orarie funzionamento

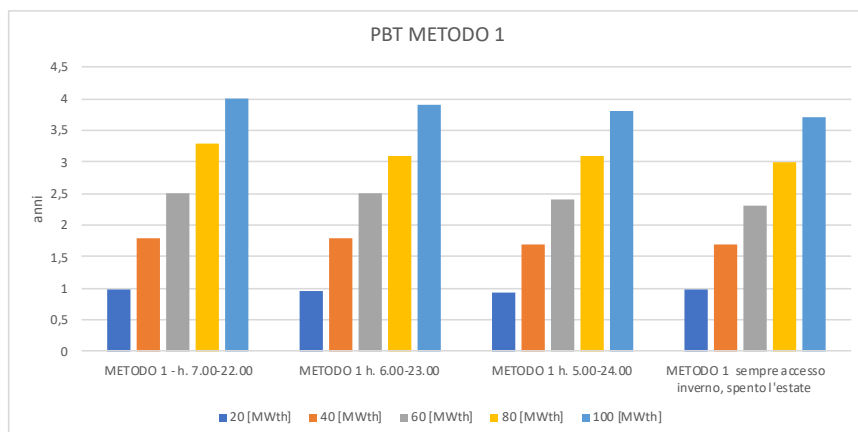


Figura 73. Tempo di ritorno dell'impianto per il metodo 1 con le rispettive fasce orarie

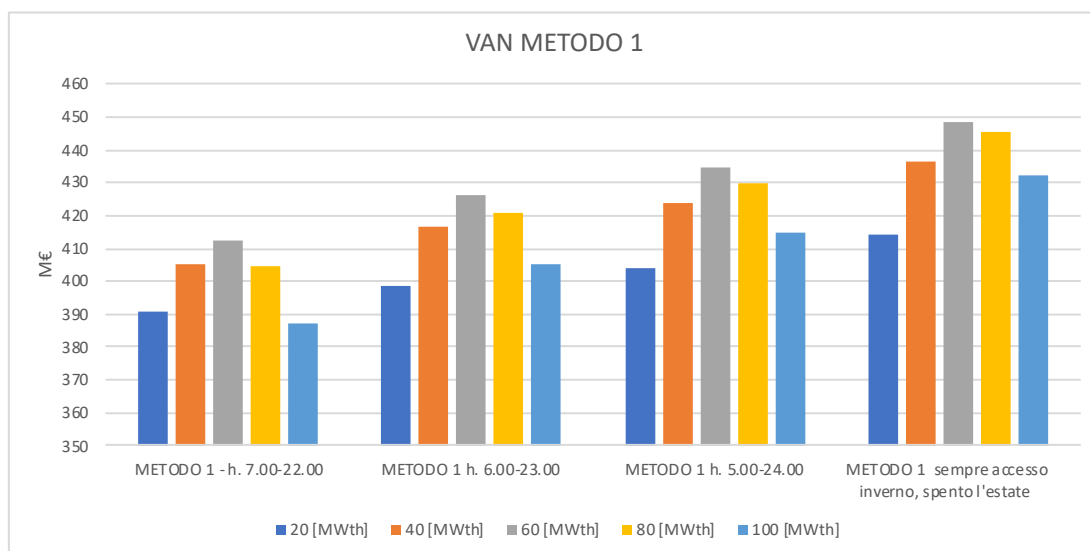


Figura 74. Valore netto di attualizzazione metodo 1 per fasce orarie funzionamento

Come si può notare delle figure sopra riportate il valore netto di attualizzazione è migliore per una potenza di 60 MW_{th} e la convenienza economica aumenta aumentando le ore di funzionamento.

METODO 2:

Anche in questo caso sono riportati i parametri di ottimizzazione per il metodo 2 per tutte le fasce orarie, risultato dell'ottimizzazione:

Tabella 27. Risultati parametri di ottimizzazione metodo 2

	<i>h. 7.00-21.00, spento l'estate</i>	<i>h. 6.00-23.00, spento l'estate</i>	<i>h. 5.00-24.00, spento l'estate</i>	<i>Sempre accesso inverno, spento l'estate</i>
<i>Pth [MW]</i>	<i>k</i>	<i>k</i>	<i>k</i>	<i>k</i>
20 [MWth]	72,00%	150,00%	150,00%	150,00%
40 [MWth]	120,00%	190,00%	200,00%	200,00%
60 [MWth]	180,00%	200,00%	200,00%	200,00%
80 [MWth]	200,00%	200,00%	200,00%	200,00%
100 [MWth]	200,00%	200,00%	200,00%	200,00%

Si riportano le energie del modello:

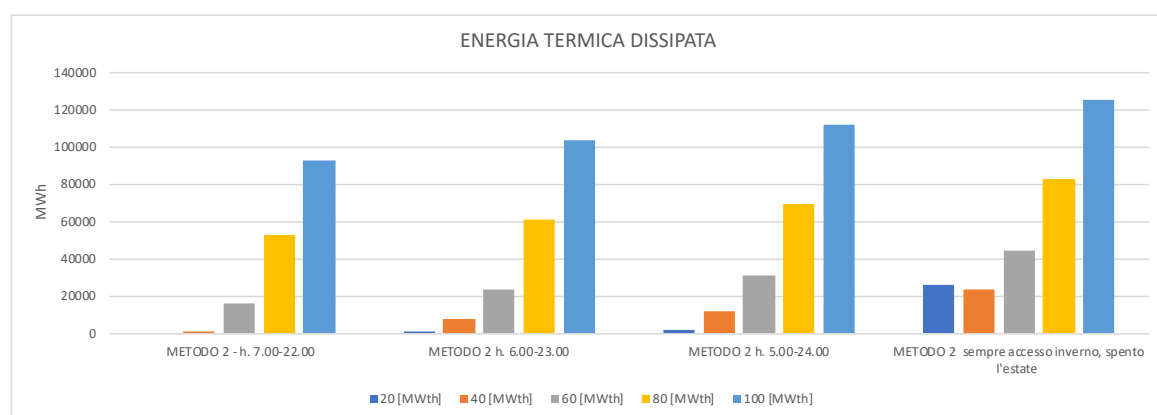


Figura 75. Energia termica dissipata metodo 1 per fasce orarie di funzionamento

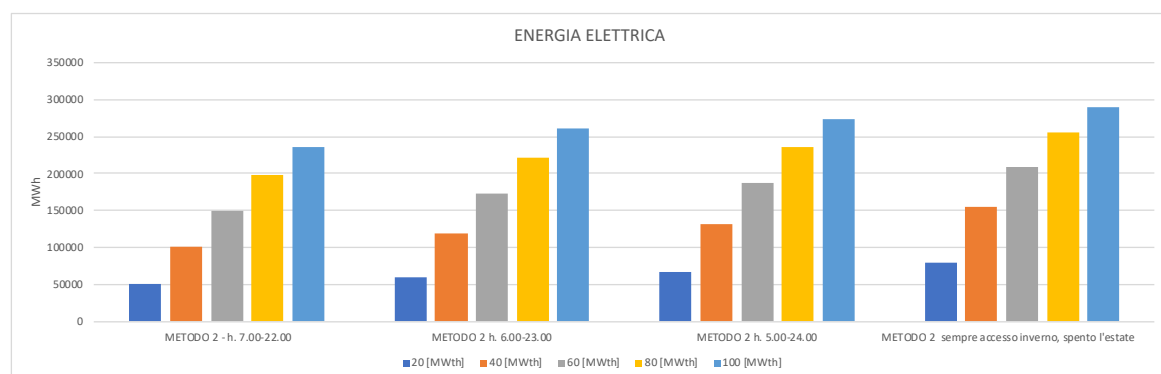


Figura 76. Energia elettrica prodotta metodo 2 per fasce orarie di funzionamento

Passando poi per i parametri economici partendo dai costi:

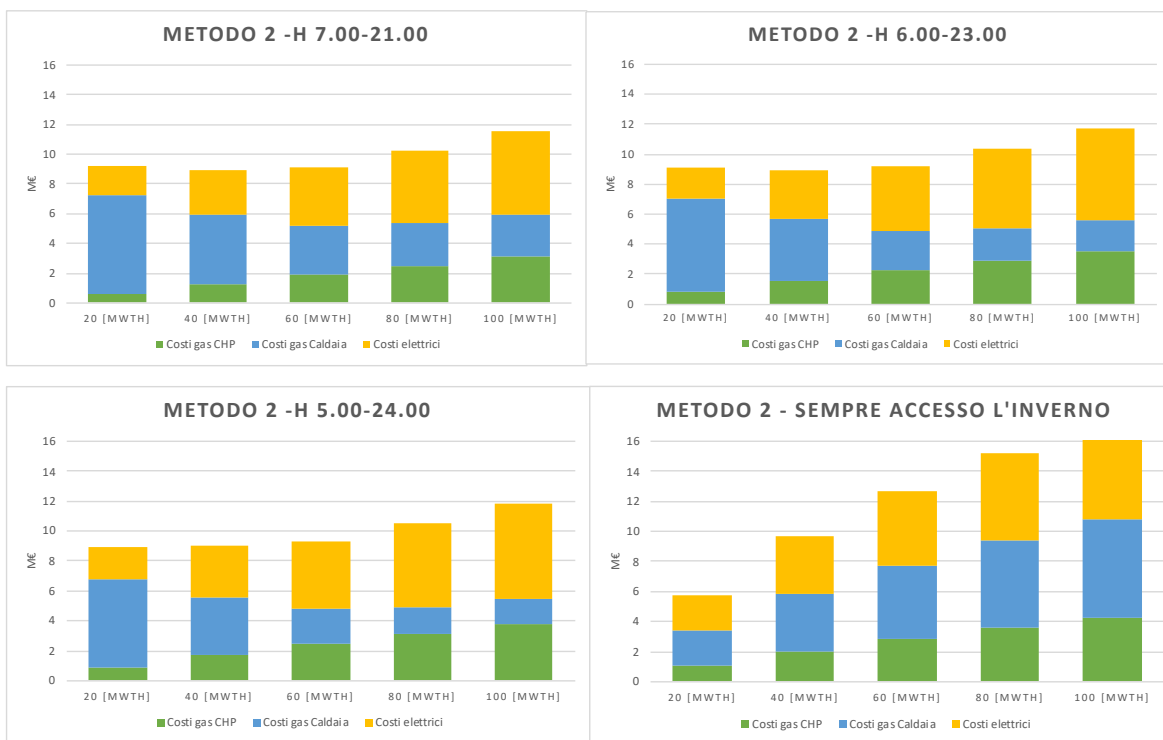


Figura 77. Costi metodo 2 per fasce orari di funzionamento

Ed i ricavi:

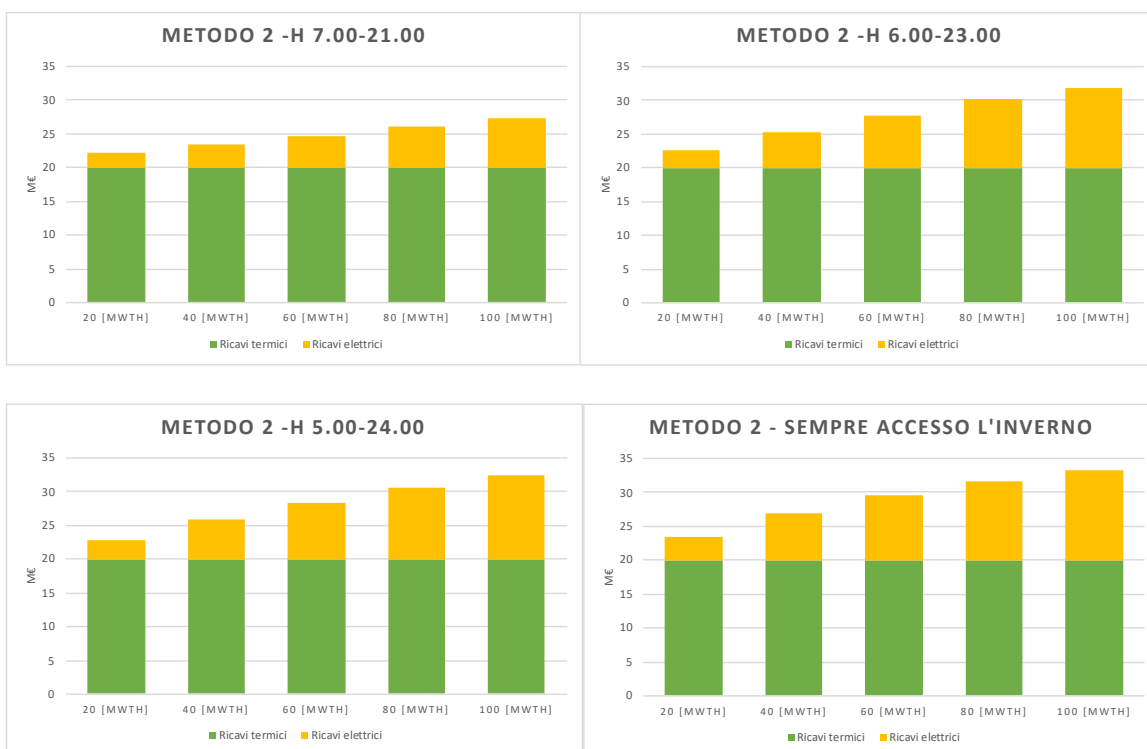


Figura 78. Ricavi metodo 2 per fasce orari di funzionamento

Infine, i parametri economici che determinano la convenienza dell'investimento:

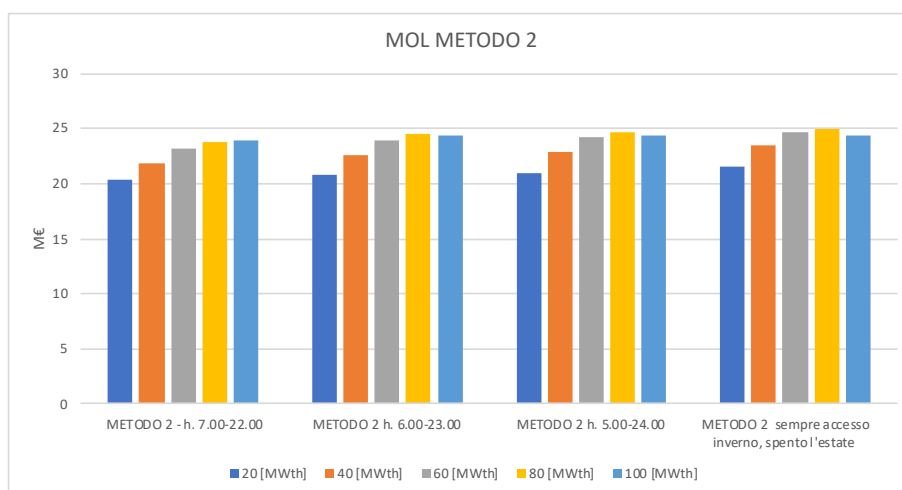


Figura 79. Margine Lordo Operativo con titoli di efficienza energetica metodo 2 per fasce orari di funzionamento

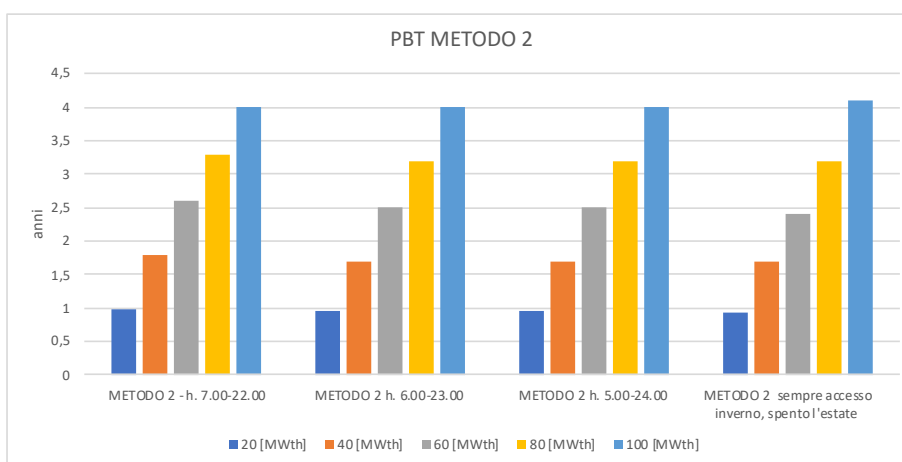


Figura 80. Tempo di ritorno dell'investimento metodo 2 per fasce orari di funzionamento

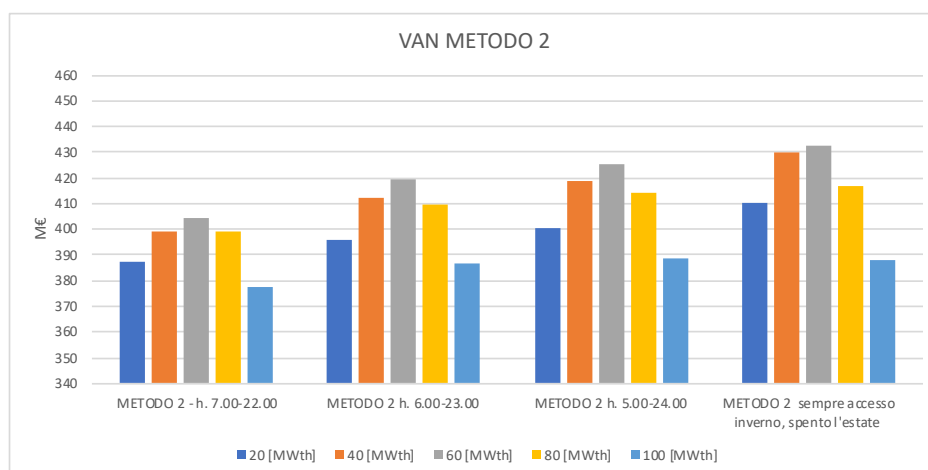


Figura 81. Valore di attualizzazione netto metodo 2 per fasce orari di funzionamento

Anche in questo caso si nota come la potenza migliore installabile è di 60 MWth e la convenienza economica aumenta aumentando le ore di funzionamento.

METODO 3:

Per l'ultimo metodo non si considerano fasce orarie di funzionamento in quanto è stata scelta una seconda variabile di ottimizzazione chiamata carico minimo che prevede di accendere il cogeneratore oltre quella soglia. Anche in questo caso si riportano prima i parametri di ottimizzazione ottenuti con le simulazioni:

Tabella 28. Risultati parametri di ottimizzazione metodo 3

Pth [MW]	Metodo 3	
	k	Carico minimo
20 [MWth]	200,00%	40,00%
40 [MWth]	200,00%	40,00%
60 [MWth]	200,00%	40,00%
80 [MWth]	200,00%	40,00%
100 [MWth]	200,00%	40,00%

Si riportano le energie, quella termica dissipata dal cogeneratore ed elettrica prodotta:

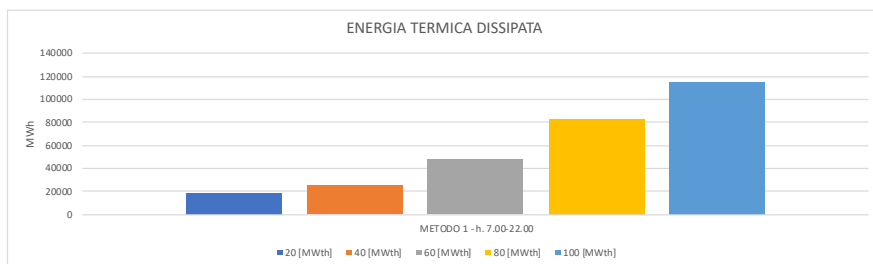


Figura 82. Energia termica dissipata dal cogeneratore metodo 3

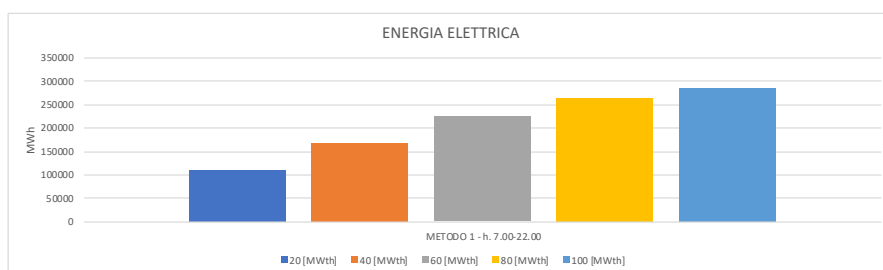


Figura 83. Energia elettrica prodotta dal cogeneratore metodo 3

Di seguito anche i costi ed i ricavi:

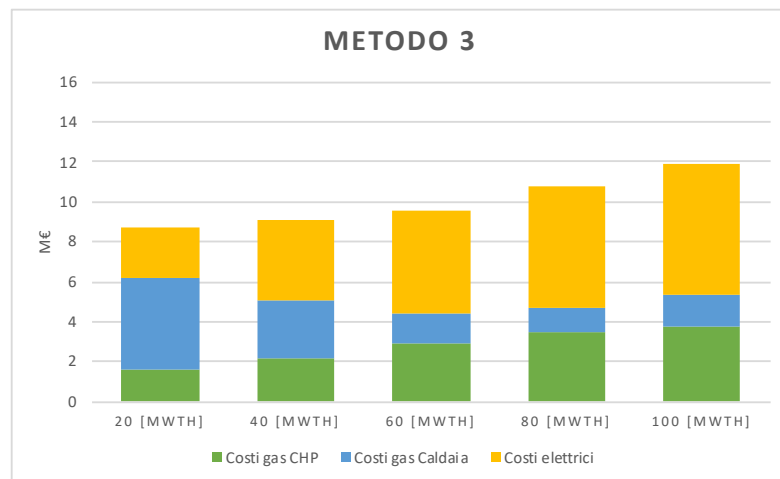


Figura 84. Costi per il metodo 3

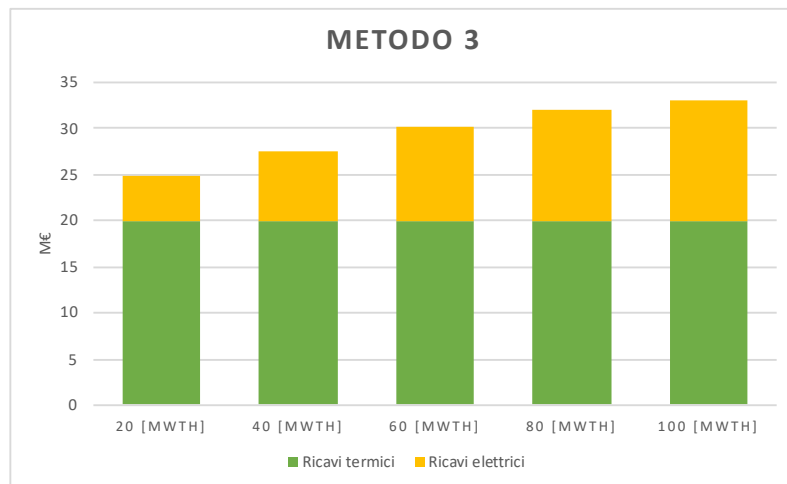


Figura 85. Ricavi metodo 3

Infine, margine operativo lordo, ritorno del tempo di investimento dell'impianto e valore netto di attualizzazione:

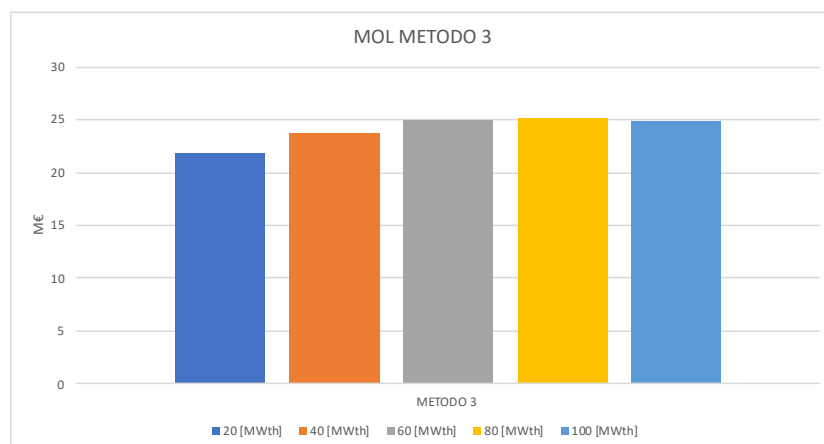


Figura 86. Margine Operativo Lordo metodo 3

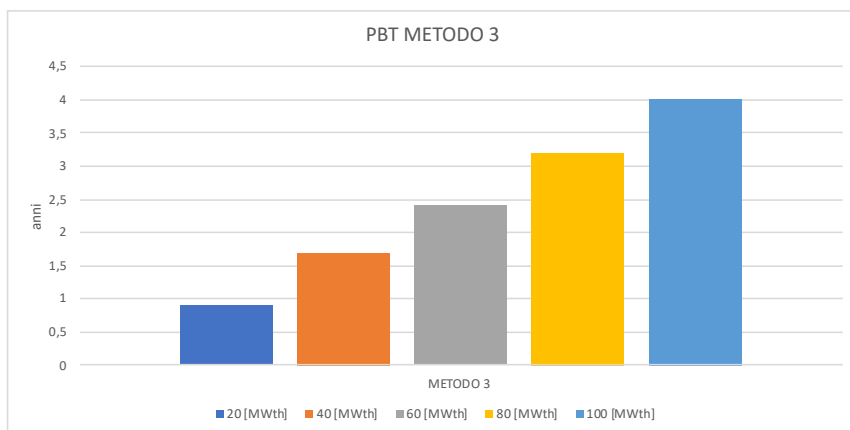


Figura 87. Tempo di ritorno dell'impianto del metodo 3

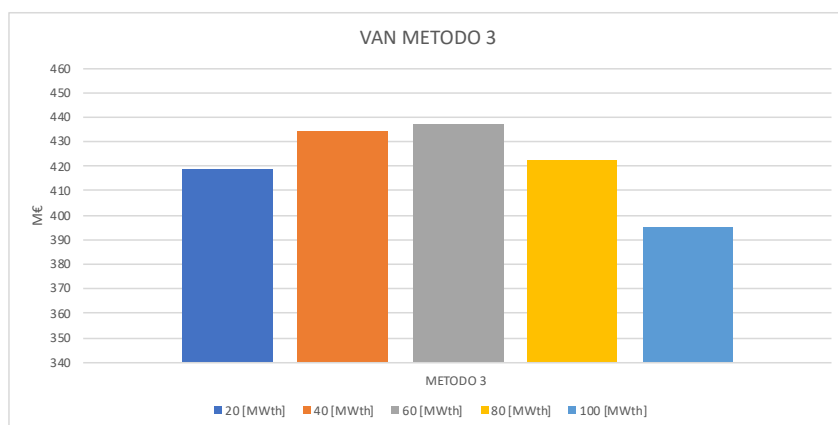


Figura 88. Valore netto di ottimizzazione metodo 3

Anche nell'ultimo metodo si conferma che la scelta migliore di potenza da installare è 60 MW_{th}.

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE RISULTATI:

Per esporre meglio i risultati, si riporta una tabella riassuntiva con tutti i parametri di ottimizzazione ottenuti: il valore di attualizzazione netto, margine operativo lordo e tempo di ritorno dell'investimento:

Tabella 29. Risultati ottimizzazione per tutti i metodi con le potenze e le fasce orarie relative

	METODO 1				METODO 2				METODO 3	
	h. 7.00-22.00	h. 6.00-23.00	h. 5.00-24.00	sempre accesso inverno, spento l'estate	h. 7.00-22.00	h. 6.00-23.00	h. 5.00-24.00	sempre accesso inverno, spento l'estate		
Pth [MW]	VAN [M€]	VAN [M€]	VAN [M€]	VAN [M€]	VAN [M€]	VAN [M€]	VAN [M€]	VAN [M€]	VAN [M€]	
20	390,62	398,55	403,86	414,13	387,28	395,77	400,77	410,4	418,43	
40	405,24	416,71	424	436,3	399,27	412,38	419,07	429,86	434,37	
60	412,5	426,3	434,55	448,26	404,24	419,31	425,29	432,44	437,49	
80	404,36	421,07	429,96	445,19	399,37	409,77	414,2	417,11	422,5	
100	387,22	405,3	415	432,1	377,82	386,53	388,87	387,71	395,17	
Pth [MW]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	MOL TEE [M€]	
20	20,5	20,9	21,2	21,7	20,3	20,8	21	21,5	21,9	
40	22,3	22,8	23,2	23,8	21,9	22,6	22,9	23,5	23,7	
60	23,6	24,3	24,7	25,4	23,2	23,9	24,2	24,6	24,9	
80	24	25,1	25,4	26,2	23,7	24,5	24,7	24,9	25,1	
100	24,2	25,4	25,8	26,6	23,9	24,3	24,4	24,4	24,8	
Pth [MW]	SPB [anni]	SPB [anni]		SPB [anni]	SPB [anni]	SPB [anni]	SPB [anni]	SPB [anni]	SPB [anni]	
20	0,97	0,96	0,94	0,97	0,97	0,96	0,96	0,93	0,91	
40	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	
60	2,5	2,5	2,4	2,3	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	
80	3,3	3,1	3,1	3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2	
100	4	3,9	3,8	3,7	4	4	4	4,1	4	
Pth [MW]	CARICO	CARICO	CARICO	CARICO	K	K	K	K	K	CARICO MIN
20	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	72,00%	150,00%	150,00%	150,00%	200,00%	40,00%
40	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	120,00%	190,00%	200,00%	200,00%	200,00%	40,00%
60	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	180,00%	200,00%	200,00%	200,00%	200,00%	40,00%
80	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	200,00%	200,00%	200,00%	200,00%	200,00%	40,00%
100	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	200,00%	200,00%	200,00%	200,00%	200,00%	40,00%

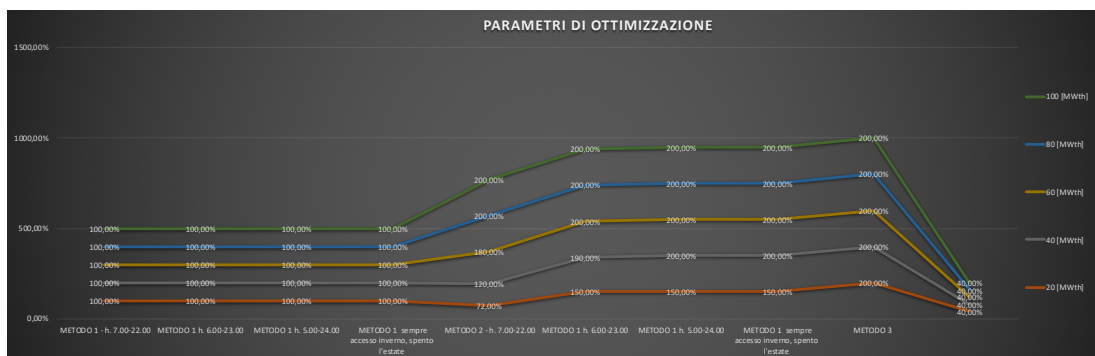


Figura 89. Parametri di ottimizzazione per i vari metodo e potenze

Come evidenziato in tabella ed esaminato prima e durante l'esposizione di tutti i risultati, la potenza termica nominale che massimizza il valore netto di attualizzazione a 20 anni e quindi rende l'investimento più conveniente dal punto di vista economico è 60 MW_{th} ed utilizzato durante tutto l'inverno senza spegnerlo.

Si riportano l'andamento della domanda termica dell'edificio soddisfatta da cogeneratore e caldaia per i casi migliori per ogni metodo.

Per il metodo 1:

Tabella 30. Risultato ottimo metodo 1

Metodo 1		
Potenza termica [MW]	carico	Orario
60	100%	Sempre acceso l'inverno

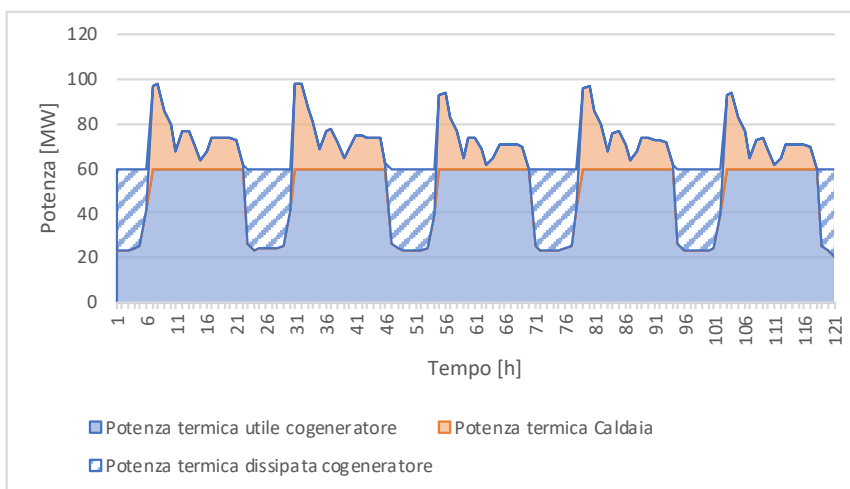


Figura 90. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 1, miglior risultato

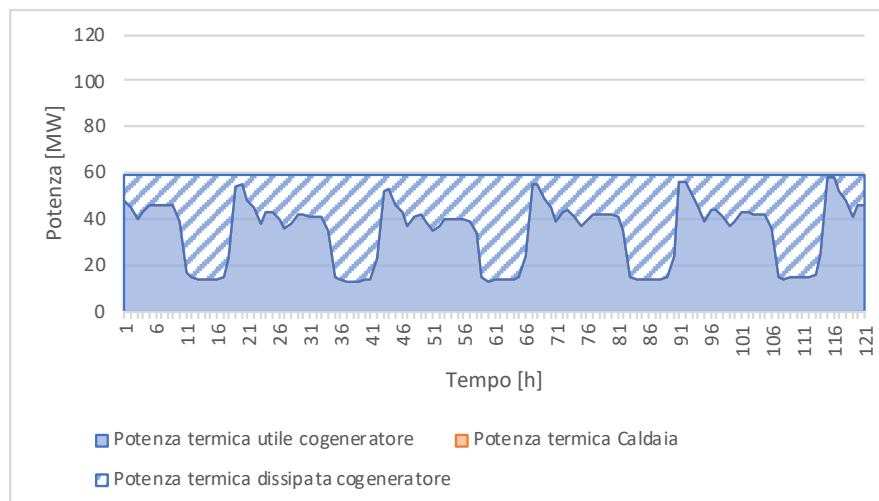


Figura 91. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a minor richiesta, metodo 1, miglior risultato

Per il metodo 2:

Tabella 31. Risultato ottimo metodo 2

Metodo 2		
Potenza termica [MW]	k	Orario
60	200%	Sempre accesso l'inverno

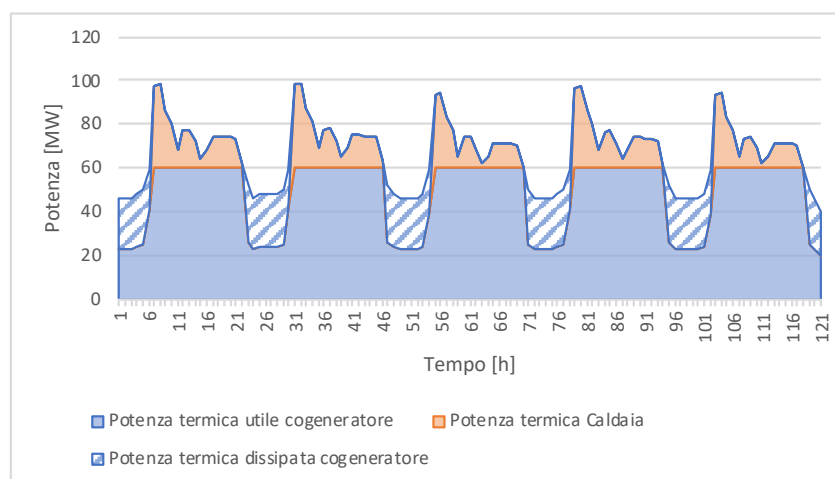


Figura 92. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 2, miglior risultato

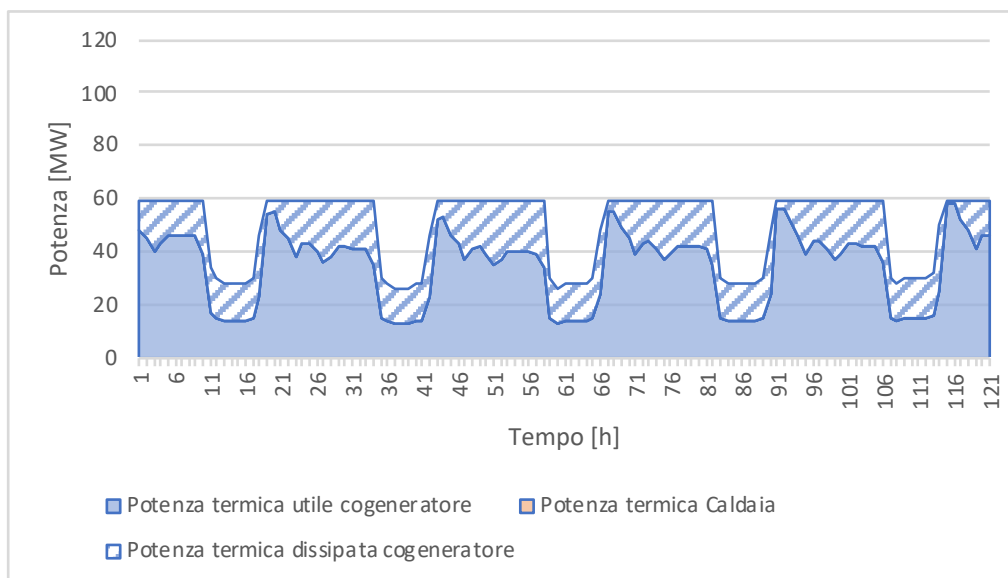


Figura 93. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a minor richiesta, metodo 2, miglior risultato

Infine, il metodo 3:

Tabella 32. Risultato ottimo metodo 3

Metodo 3		
Potenza termica [MW]	k	Carico minimo
60	200%	40%

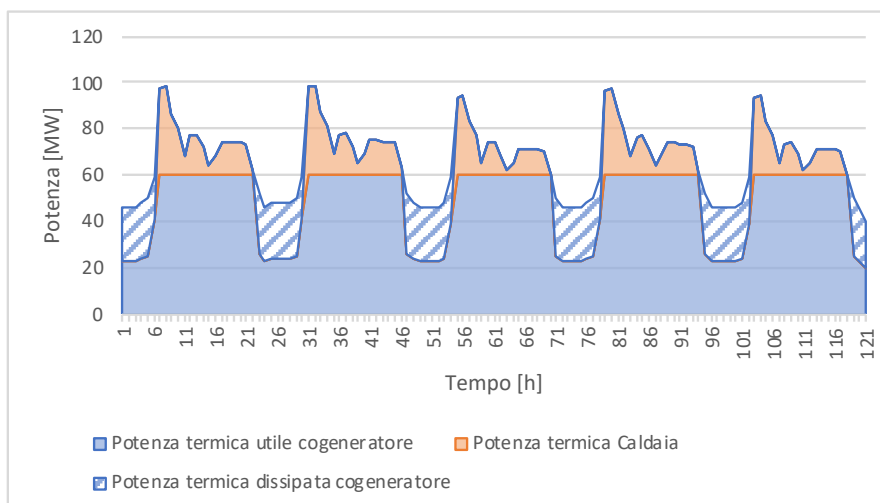


Figura 94. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 3, miglior risultato

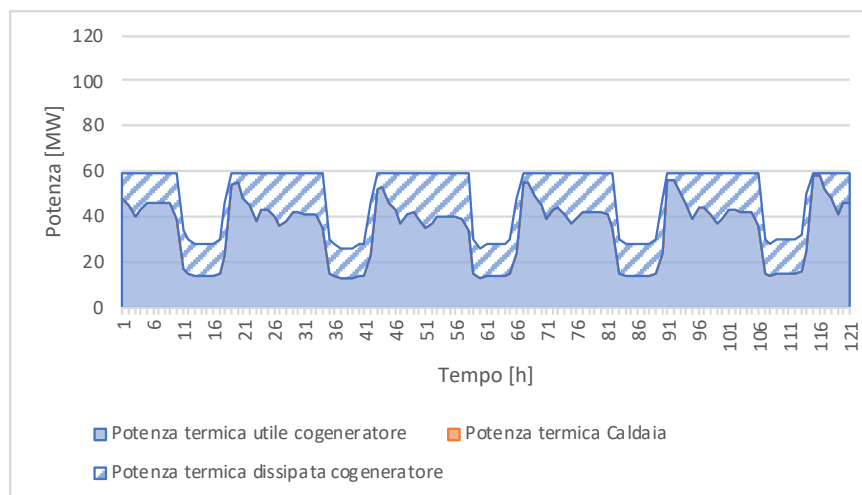


Figura 95. Andamento potenza termica soddisfatta da cogeneratore e caldaia, settimana a maggior richiesta, metodo 3, miglior risultato

Il valore di attualizzazione netto per le tre soluzioni migliori dei tre metodi è riportato di seguito:

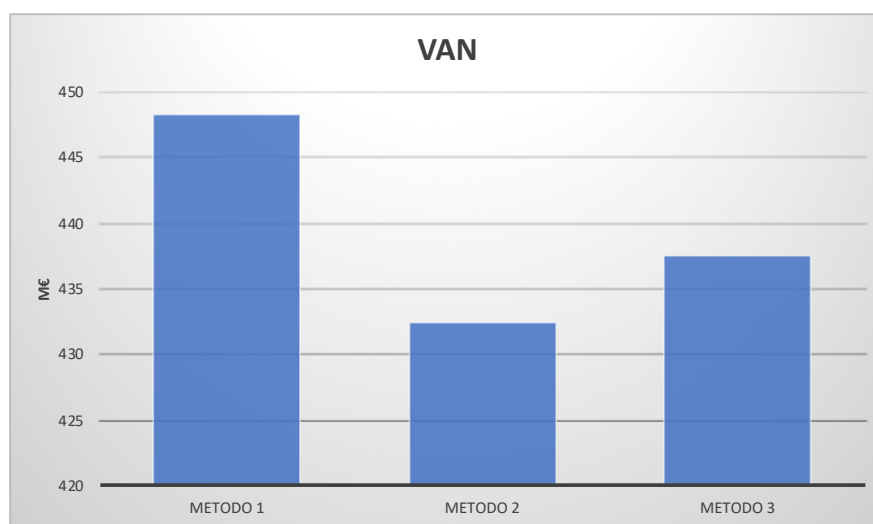


Figura 96. Valore netto di attualizzazione per le soluzioni migliore di metodo 1-2-3

Quindi si può dedurre che facendo funzionare il cogeneratore a potenza costante, con carico costante per tutto l'inverno senza mai spegnerlo si ha una netta convenienza economica.

5 Conclusioni

In questa tesi è stata studiata l'influenza della scelta della potenza nominale e delle ore di funzionamento di un cogeneratore sui parametri economici ed anche il tipo di regolazione dell'impianto per soddisfare la domanda termica di 1/10 della volumetria abitativa di Torino, esattamente 4,25 milioni di m³.

Il modello prevede quindi di usare un cogeneratore come componente principale del sistema e la caldaia come ausiliario per sopperire alla restante richiesta termica. Il cogeneratore avendo una produzione combinata ha dei ricavi sia termici che elettrici. Vengono considerati i titoli di efficienza energetica, avendo controllato che sia un impianto ad alto rendimento, quindi l'impianto ha un risparmio di energia rispetto ad uno tradizionale. Inoltre, essendo un impianto per la produzione termica per il teleriscaldamento ha sgravi fiscali sull'acquisto del gas utilizzato, poiché il riscaldamento delle abitazioni civili impostato con questa tipologia prevede una riduzione delle emissioni di inquinanti in ambiente. Oltre a quanto già detto si ha un ulteriore sgravio fiscale su una parte del gas che viene utilizzato per la produzione elettrica di un impianto di teleriscaldamento. Tutte queste informazioni vengono considerate per modellizzare l'impianto.

Il modello è stato realizzato su Matlab/Simulink per ottimizzare i parametri economici in funzione del carico dell'impianto o della potenza prodotta. I vari componenti, come l'impianto, la rete di teleriscaldamento e gli edifici, vengono modellizzati tramite Simulink. Per l'ottimizzazione invece si utilizza Matlab sfruttando gli algoritmi genetici.

Sono stati considerati diversi casi: mantenendo il carico costante del cogeneratore oppure se quest'ultimo segue la potenza termica da produrre e quindi è variabile. Di questi casi sono state valutate diverse potenze termiche nominali del cogeneratore e sono state anche implementate le ore di funzionamento partendo dal caso di default di accensione e spegnimento del teleriscaldamento a Torino, cioè di 14h al giorno.

Le principali conclusioni alle quali si è arrivati sono le seguenti: la potenza nominale del cogeneratore non conviene ecceda 60 MW_{th} poiché superata suddetta potenza il

valore netto di attualizzazione scende, inoltre bisogna considerare che il fattore moltiplicativo per il calcolo dei titoli di efficienza energetica diminuisce per potenze maggiori ai 100 MW_{el}, in un'ottica di corretto dimensionamento dell'impianto. Infatti, i titoli di efficienza energetica tendono a diminuire per potenze elevate. Quindi nonostante con una potenza maggiore si produca di più ciò non comporta necessariamente un maggior guadagno, anche in funzione del fatto che la vendita di energia elettrica, rispetto all'acquisto, è sempre un fattore non conveniente.

In aggiunta un impianto di questo tipo conviene farlo funzionare per più ore possibili; a confronto è stato visto che spegnendo l'impianto nelle ore notturne e facendo sopperire il medesimo carico alla caldaia non era conveniente quanto lasciare l'impianto acceso per tutto il periodo invernale ed utilizzare la caldaia solo per sopperire ai picchi di richiesta.

Infine, tra le possibilità di regolare la potenza prodotta e mantenere il carico costante è risultata vincente quella di mantenere il carico costante poiché il valore di attualizzazione netto è maggiore. Basti pensare che mantenendo l'impianto sempre acceso e ad un carico fisso, la quota prodotta di energia elettrica è maggiore rispetto ai casi in cui è variabile, di conseguenza anche la defiscalizzazione del gas sarà maggiore.

6 Bibliografia

- [1] Simone Buffaa,b,*, Marco Cozzinia, Matteo D’Antonia, Marco Baratierib, Roberto Fedrizzi
“5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe “
- [2] Commissione Europea. “State of the energy union reports”.
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/energy-union>
- [3] Commisione Europea. “Fourth Report on the State of the Energy Union “
https://ec.europa.eu/commission/publications/4th-state-energy-union_en
- [4] Commissione Europea.” Paris Agreement”
https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en
- [5] International Energy Agency (IEA). “Global Energy & CO2 Status Report: The latest trends in energy and emissions in 2018”.
<https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019#>
- [6] Eudp E, Thorsen JE, Bennetsen J, Juhl O, Lang S, Rosenberg F.
“CO2-reductions in low-energy buildings and communities by implementation of low-temperature district heating systems. Demonstration cases in EnergyFlexHouse and Boligforeningen Ringgården.” Network 2011:1–97
- [7] Justus von Rheina,b,*, Gregor P. Henzeb,c, Nicholas Longc, Yangyang Fub
“Development of a topology analysis tool for fifth-generation district heating and cooling networks “, 2019
- [8] Brand M, Svendsen S. “Renewable-based low-temperature district heating for ex- isting buildings in various stages of refurbishment.” Energy 2013;62:311–9. [https:// doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.027](https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.027).
- [9] Yang X, Svendsen S.” Achieving low return temperature for domestic hot water preparation by ultra-low-temperature district heating.” Energy Proc 2017;116:426–37. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.090>.
- [10] Lund R, Østergaard DS, Yang X, Mathiesen BV. “Comparison of low-temperature district heating concepts in a long-term energy system perspective.” Int J Sustain Energy Planning Manage 2017;12:5–18.
[https://doi.org/10.5278/ijsepm.2017.17. x](https://doi.org/10.5278/ijsepm.2017.17.x).
<https://journals.aau.dk/index.php/sepm/article/view/1661/1421>

- [11] Østergaard D, Svendsen S. "Space heating with ultra-low-temperature district heating – a case study of four single-family houses from the 1980s. " *Energy Proc* 2017;116:226–35. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.070>.
- [12] Flexynets, "4th Generation District Heating Systems Webinar." <http://www.flexynets.eu/en/Media>.
- [13] Stef Boesten¹, Wilfried Ivens¹, Stefan C. Dekker^{1,2}, and Herman Eijndems³
¹Department, " 5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply", 2019
- [14] Ruesch F, Evins R., "District heating and cooling with low temperature networks - sketch of an optimization problem. In: Proceedings of the COLEB 2014 workshop on computational optimisation of low-energy buildings, Zürich"; 2014.
- [15] EnergieSchweiz, Fallbeispiele ,Thermische Netze, " Ittigen"; 2017.
- [16] Belotti G, Tarantino P., "Il teleriscaldamento 'freddo'". COGEME SpA; 2013
- [17] Gagné-Boisvert L, Bernier M. Integrated model for comparison of one- and two-pipe ground-coupled heat pump network configurations. *Sci Technol Built Environ* 2017;4731(September):1–17.
<https://doi.org/10.1080/23744731.2017.1366184>.
 URL:<https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/23744731.2017.1366184>.
- [18] Zeng J, Han J, Zhang G. Diameter optimization of district heating and cooling piping network based on hourly load. *Appl Therm Eng* 2016;107:750–7. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.07.037>.
- [19] Michel Noussan, Matteo Jarre, Alberto Poggio, "Real operation data analysis on district heating load patterns ", 2017
- [20] Wang H, Wang H, Zhu T. "A new hydraulic regulation method on district heating system with distributed variable-speed pumps. " *Energy Convers Manage* 2017;147:174–89. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.059>.
- [21] Bünning F, Wetter M, Fuchs M, Müller D. "Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: performance comparison and operation optimization." *Appl Energy* 2017;209:502–15.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.072>.
 URL:<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917314940>.
- [22] Zarin Pass R, Wetter M, Piette M." A thermodynamic analysis of a novel bidirectional district heating and cooling network. " *Energy* 2018;144:20–30.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.11.122>.
 URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217319801>.

- [23] Cugno A, Noussan M, Cerino Abdin G, Poggio A. "Simulation of district heating operation with heat storage systems." In: Proceedings of the 9th world energy system conference (WESC 2012). Bucarest: Editura AGIR; 2012. p. 841e8. <http://porto.polito.it/2501591/>.
- [24] Renewables.ninja web site. Disponibile on line: <https://www.renewables.ninja/>.
- [25] Cugno A." Sistema di teleriscaldamento di torino: analisi dell'esercizio e degli sviluppi futuri "[Master's thesis]. Politecnico di Torino; 2011.
- [26] ARPA-Piemonte, Weather database [Accessed november 2016], web database. https://www.arpa.piemonte.gov.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali_meteorologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html.
- [27] Marco Badami, Gabriele Fambri, "Optimising energy flows and synergies between energy networks", 2019
- [27] Decreto Legislativo n.10 , 9 Gennaio 1992, articolo 11, comma 2.
- [28] Decreto Legislativo n.119, 23 Ottobre 2018, art. 19, tabella A.
- [29] https://www.arera.it/it/dati/elenco_dati.htm
- [30] https://www.arera.it/it/dati/elenco_dati.htm
- [31] <https://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>
- [32] Decreto Ministeriale del 05/09/2011.
- [33] <https://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/TEE/StatisticheTEE.aspx>
- [34] Decreto Legislativo n. 20, 8 febbraio 2007
- [35] Find global minima for highly nonlinear problems, Disponibile online: <https://it.mathworks.com/discovery/genetic-algorithm.html>
- [36] Denny Hermawanto, "Genetic Algorithm for Solving Simple Mathematical Equality Problem", Indonesian Institute of Sciences (LIPI), INDONESIA , 2013
- [37] <https://it.mathworks.com/help/gads/some-genetic-algorithm-terminology.html>