



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero della Transizione Ecologica



Ricerca di Sistema elettrico

Studio relativo a reti di teleraffrescamento e reti neutre per il riscaldamento a bassa temperatura e il raffrescamento

M. Neri, E. Guelpa, A. Carpignano, M. Badami, V. Verda



Politecnico
di Torino

Report RdS/PTR2021/151

STUDIO RELATIVO A RETI DI TELERAFFRESCAMENTO E RETI NEUTRE PER IL RISCALDAMENTO A BASSA TEMPERATURA E IL RAFFRESCAMENTO

M. Neri, E. Guelpa, A. Carpignano, M. Badami, V. Verda (Dipartimento Energia DENERG - Politecnico di Torino)

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *4 - Reti energetiche integrate*

Linea di attività: *LA4.15 - Analisi di casi studio mediante opportuni modelli di calcolo delle prestazioni offerte da reti di teleraffrescamento e reti neutre*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work package (LA4.1-LA4.15): Paolo Sdringola, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Studio relativo a reti di teleraffrescamento e reti neutre per il riscaldamento a bassa temperatura e il raffrescamento*"

Responsabile scientifico ENEA: Paolo Sdringola

Responsabile scientifico Dipartimento Energia DENERG - Politecnico di Torino: Prof.ssa Elisa Guelpa

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	6
2 MODELLO DI CALCOLO.....	7
2.1 MODELLO TERMOFLUIDODINAMICO.....	7
2.1.1 <i>Problema fluidodinamico</i>	8
2.1.2 <i>Problema termico</i>	9
2.2 APPLICAZIONE A RETI DI TELERAFFRESCAMENTO O NEUTRE.....	9
2.2.1 <i>Analisi economica</i>	10
2.2.2 <i>Analisi ambientale</i>	14
2.2.3 <i>Analisi exergetica</i>	14
3 OTTIMIZZAZIONE DELLE INSTALLAZIONI.....	15
3.1 ANALISI PRELIMINARI ALLO SVILUPPO DEL MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE.....	15
3.2 DESCRIZIONE DELL'APPROCCIO DI OTTIMIZZAZIONE.....	17
3.3 FUNZIONE OBIETTIVO.....	19
3.3.1 <i>Costi di investimento di chillers, accumuli e sottostazioni</i>	19
3.3.2 <i>Costo operativo dei chillers</i>	20
3.3.3 <i>Costo di investimento della rete</i>	20
3.3.4 <i>Costi di pompaggio</i>	21
3.4 CLUSTERIZZAZIONE DELLE UTENZE.....	22
3.5 RISOLUZIONE.....	23
3.6 CONFRONTO TRA ACCUMULI CENTRALIZZATI E DECENTRALIZZATI.....	24
4 CASO STUDIO A: RETE NEUTRA.....	25
4.1 CALCOLO DEL FABBISOGNO.....	26
4.2 ANALISI TERMOFLUIDODINAMICA.....	26
4.2.1 <i>Convertibilità della rete esistente in una neutra</i>	27
4.3 ANALISI ECONOMICA.....	28
4.4 ANALISI AMBIENTALE.....	29
4.5 ANALISI EXERGETICA.....	29
4.6 CONSIDERAZIONI.....	30
5 CASO STUDIO B: RETE DI TELERAFFRESCAMENTO DI IVREA.....	30
5.1 ANALISI TERMOFLUIDODINAMICA.....	31
5.2 ANALISI ECONOMICA.....	33
5.3 ANALISI EXERGETICA.....	33
5.4 ANALISI AMBIENTALE.....	34
5.5 CONSIDERAZIONI.....	34
6 CASO STUDIO C: OTTIMIZZAZIONE DI UNA RETE DI TELERAFFRESCAMENTO.....	35
6.1 ANALISI TERMOFLUIDODINAMICA.....	35
6.2 ANALISI ECONOMICA.....	38
6.3 ANALISI EXERGETICA.....	39
6.4 ANALISI AMBIENTALE.....	39
6.5 OTTIMIZZAZIONE DELLE INSTALLAZIONI.....	39
6.6 CONFRONTO TRA ACCUMULI CENTRALIZZATI E DECENTRALIZZATI.....	42
6.7 ACCUMULO TERMICO COME SOLUZIONE POWER-TO-COOL.....	43
6.8 INTEGRAZIONE DI IDONEI IMPIANTI E TERMINALI DI RAFFRESCAMENTO.....	45
6.9 TELERAFFRESCAMENTO IN AREE A BASSA DENSITÀ ENERGETICA.....	47
7 CASO STUDIO D: ANALISI DI SENSITIVITÀ.....	49

7.1	CONFRONTO CON CASI STUDIO ESISTENTI	54
8	CONCLUSIONI.....	55
9	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	56
10	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	58
	Curricula del gruppo di lavoro.....	59

Sommario

Il presente studio nasce con lo scopo di determinare gli scenari che possano rendere fattibile e vantaggiosa la realizzazione di progetti di teleraffrescamento e di reti neutre, al variare delle condizioni al contorno (e.g. climatiche, tipologia di edifici, prezzi).

Le reti neutre e di teleraffrescamento, a causa di specifiche ragioni tecniche discusse nel testo sono al momento significativamente meno diffuse rispetto alle già mature reti di teleriscaldamento. In alcuni casi, anche grazie ad un design adeguato del sistema, tali tecnologie risultano comunque essere notevolmente vantaggiose. È quindi fondamentale disporre di strumenti in grado di valutare le potenzialità di queste reti. A tal fine è stato implementato un modello di calcolo, presentato nella *Sezione 2*, per la simulazione termofluidodinamica in regime stazionario e transitorio di reti neutre o di teleraffrescamento che permetta di effettuare analisi di carattere economico, exergetico ed ambientale, al fine di confrontare le reti di teleraffrescamento con le alternative sulla base di parametri oggettivi.

Nella *Sezione 3* viene presentato un modello di ottimizzazione di reti di teleraffrescamento, il cui obiettivo è quello di determinare quale sia la configurazione ottimale nei vari contesti urbani. In particolare, il modello permette di valutare una serie di variabili ottimali (le utenze da collegare ad una rete, la taglia e la posizione di chillers e degli accumuli) in modo tale da minimizzare i costi totali. In questo contesto l'obiettivo del modello è anche quello di confrontare diverse soluzioni impiantistiche, come ad esempio l'installazione di accumuli centralizzati o distribuiti.

I modelli implementati sono stati applicati a diversi casi studio di reti esistenti o verosimili. Nella *Sezione 4* il modello termofluidodinamico viene utilizzato per simulare il caso studio relativo ad una rete neutra, che utilizza l'infrastruttura esistente di una rete di teleriscaldamento. Sullo stesso caso vengono anche effettuate analisi di carattere economico, exergetico ed ambientale, confermando la fattibilità di questa soluzione, paragonandola a tecnologie più tradizionali. Si è inoltre discusso su quali siano le condizioni necessarie affinché una rete neutra sia vantaggiosa e conveniente dal punto di vista economico.

Nella *Sezione 5* si è analizzato il caso studio della rete di teleraffrescamento esistente di Ivrea. Dai risultati è emerso che questa rete è conveniente dal punto di vista exergetico e ambientale, ma anche dal punto di vista economico. I risultati hanno infatti mostrato come i costi siano inferiori rispetto al caso in cui le utenze collegate siano alimentate da impianti individuali. Sono stati inoltre analizzati i transitori evidenziando la necessità di far circolare una portata di by-pass nelle ore notturne, al fine di mantenere la rete sufficientemente fredda nei momenti di minor richiesta.

Nella *Sezione 6* è stato analizzato il caso studio di una rete di teleraffrescamento di topologia tradizionale, per cui è stata presa come riferimento una rete di distribuzione del teleriscaldamento di Torino. Dalle analisi dei transitori si è osservato come le perdite termiche siano trascurabili, ma anche in questo caso è necessaria una portata di by-pass per mantenere la temperatura della rete nelle ore notturne. La rete è stata poi analizzata dal punto di vista economico, exergetico ed ambientale da cui è risultato che, nonostante i risparmi in termini di consumi ed emissioni, non risulta conveniente a causa degli elevati costi di investimento. È stato quindi applicato il modello di ottimizzazione, al fine di dimostrare che se opportunamente dimensionata, una rete di teleraffrescamento nella medesima area urbana può risultare conveniente e vantaggiosa anche dal punto di vista economico. I risultati ottenuti hanno quindi mostrato l'importanza di disporre di strumenti di ottimizzazione in fase di progettazione di una rete. Dall'analisi risulta che è preferibile realizzare reti di dimensioni inferiori, rispetto ad un'unica rete molto estesa. Sullo stesso caso studio è stato anche effettuato un confronto tra gli accumuli centralizzati e decentralizzati, riportando come questi ultimi siano maggiormente convenienti. Per lo stesso caso studio è stato anche analizzato l'utilizzo dell'accumulo termico come soluzione power-to-cool, mostrando come può essere acquistata maggiore energia elettrica durante la notte per produrre energia frigorifera da stoccare e riutilizzare durante il giorno abbassando i picchi di richiesta. Ulteriori analisi sullo stesso caso studio hanno anche riguardato il costo relativo all'integrazione di

idonei impianti e terminali di raffrescamento e la fattibilità della rete, laddove gli edifici siano caratterizzati da un basso consumo, come nel caso di edifici di nuova costruzione o sottoposti a retrofit energetico. I risultati hanno mostrato che, anche in questi casi, può convenire installare reti di teleraffrescamento, nonostante i risparmi energetici siano inferiori a causa dei consumi limitati.

Tale questione è stata ulteriormente analizzata nella *Sezione 7*, dove è stata effettuata un'analisi di sensitività, al fine di individuare i parametri, le condizioni e gli scenari che rendono conveniente l'installazione di una rete di teleraffrescamento. In particolare, si è investigato soprattutto sul fabbisogno minimo per unità di lunghezza che una rete deve avere per risultare vantaggiosa economicamente. Infine, sono stati considerati dei casi studio per valutare il potenziale di teleraffrescamento in diversi contesti urbani, al variare della tipologia di edificio, fascia climatica e livello di coibentazione. Ciò ha permesso, quindi, di fornire alcune linee guida per la realizzazione di reti di teleraffrescamento nel contesto italiano.

1 Introduzione

Si stima che il fabbisogno per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici in Europa ammonti a circa il 40% della domanda energetica [1]. Inoltre, il 10% del fabbisogno elettrico globale è rappresentato dalla richiesta di raffrescamento [2]. Durante le ondate di calore ciò provoca elevati picchi di domanda elettrica, causando criticità nella rete [3]. Il fabbisogno di raffrescamento è inoltre fortemente in crescita, essendo più che triplicato in meno di trent'anni. È stato stimato che nel 2050 i due terzi degli edifici residenziali faranno uso di impianti di climatizzazione estiva [4]. In aggiunta, attualmente, circa i tre quarti dell'energia richiesta per la climatizzazione estiva ed invernale, sono prodotti da fonti fossili [5]. È quindi fondamentale collocare maggiori risorse nello sviluppo di tecnologie più efficienti, al fine di limitare l'incremento delle emissioni di gas serra relative ai consumi elettrici. In particolare, soluzioni che possono dare un contributo significativo sono le reti di teleraffrescamento e teleriscaldamento neutre, soprattutto in aree caratterizzate da elevata densità energetica.

Per entrambe le tecnologie vi sono attualmente grandi sfide e questioni da risolvere per permetterne lo sviluppo e renderle vantaggiose rispetto alle tecnologie sul mercato. I costi di investimento sono infatti più alti rispetto alle tradizionali reti di teleriscaldamento, a causa delle differenze di temperatura tra mandata e ritorno inferiori, che rendono necessaria la circolazione di portate maggiori. Ciò determina quindi, non solo un aumento dei costi di investimento della rete, per la necessità di tubi più grandi, ma anche un incremento dei costi di pompaggio. In aggiunta, nelle reti neutre è necessario introdurre pompe di calore nei singoli edifici, poiché il livello termico di queste reti non è tale da soddisfare da solo il riscaldamento o il raffrescamento.

In questo contesto l'attività svolta si pone l'obiettivo di valutare le potenzialità per lo sviluppo e l'installazione di reti neutre e di teleraffrescamento e per determinarne gli ambiti di applicazione. Ciò è stato effettuato tramite lo sviluppo di modelli per la simulazione termofluidodinamica, l'analisi economica, exergetica e ambientale e per l'ottimizzazione di queste reti, al fine di valutarne eventuali potenzialità e limitazioni.

Nell'annualità LA4.14 erano già state poste le basi per la presente attività, tramite l'implementazione di un modello di calcolo dei fabbisogni degli edifici e l'individuazione delle diverse tecnologie, in commercio e in fase di sviluppo, per produrre energia frigorifera. In aggiunta, erano anche già stati determinati i diversi parametri necessari per effettuare analisi di carattere economico su reti neutre e di teleraffrescamento.

Nella presente annualità LA4.15 si è continuato nella stessa direzione implementando un modello termofluidodinamico per la simulazione in regime stazionario e transitorio di queste reti, in grado di effettuare l'analisi economica, exergetica ed ambientale. È stato inoltre realizzato un modello di ottimizzazione, al fine di determinare la migliore configurazione di una rete di teleraffrescamento in diverse condizioni e contesti urbani. Si è posta particolare attenzione sull'importanza dell'accumulo termico investigando la soluzione più conveniente tra l'accumulo centralizzato e quello distribuito.

Infine, i modelli realizzati sono stati applicati a diversi casi studio di reti neutre e di teleraffrescamento, al fine di valutare le loro potenzialità e di confrontarle con altre tecnologie convenzionali. È stata realizzata anche un'analisi di sensitività con l'obiettivo di valutare gli scenari e le condizioni che rendano vantaggiosa la

realizzazione di reti di teleraffrescamento. In particolare, si è posta l'attenzione sul rapporto minimo tra domanda di raffrescamento annua e lunghezza di una rete, tale per cui questa risulti conveniente dal punto di vista economico.

2 Modello di calcolo

In questa sezione è presentato il modello di calcolo implementato per la simulazione termofluidodinamica di reti termiche. Il modello permette di risolvere il problema termico e fluidodinamico di una rete, valutando le portate in tutti i rami, le relative perdite di carico e la distribuzione di temperatura sia in condizioni stazionarie che transitorie effettuando analisi economiche, ambientali ed exergetiche per reti di teleraffrescamento o neutre.

2.1 Modello termofluidodinamico

Il modello implementato si basa su un approccio nodale, già testato e validato sperimentalmente da Guelpa, Sciacovelli e Verda [6]–[8] e applicato alla rete di teleriscaldamento di Torino, al fine di abbassare i picchi di richiesta operando sulla domanda [9], [10]. Capone, Guelpa e Verda hanno invece modificato ulteriormente il modello in modo da tenere in considerazione la capacità termica delle tubazioni nelle reti di teleriscaldamento [11]. Nella presente ricerca il modello è stato modificato in modo da affrontare le specificità dell'applicazione considerata.

Nella simulazione di reti di teleriscaldamento è importante tenere in considerazione tutti i fenomeni termici, come perdite con l'ambiente e i transitori termici dovuti alla minor richiesta nelle ore notturne. Al contrario, in reti di teleraffrescamento o neutre questi fenomeni termici sono meno rilevanti, in quanto la differenza di temperatura tra la rete e l'ambiente circostante è limitata; pertanto, lo sono anche le perdite termiche. Ciò che invece gioca un ruolo fondamentale sono i fenomeni fluidodinamici, in quanto le portate e le perdite di carico sono generalmente maggiori. Ciò comporta quindi maggiori costi di pompaggio che devono necessariamente essere tenuti in considerazione. Il modello dovrà quindi trattare con maggior precisione gli aspetti e i fenomeni fluidodinamici legati alla simulazione di queste reti.

La rappresentazione delle reti è effettuata utilizzando la teoria dei grafi. Un grafo è una struttura matematica costituita da un insieme di punti e un insieme di segmenti che collegano coppie di punti. I punti sono definiti come nodi e rappresentano la parte più elementare di un grafo, mentre i rami sono i segmenti orientati che collegano i diversi nodi. La topologia di una rete è descritta dalla matrice di incidenza \mathbf{A} , ossia una matrice che esprime le relazioni tra i vari rami e nodi. È costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e da un numero di colonne pari al numero di rami.

L'elemento generico a_{ij} di tale matrice:

- è uguale a 0, se il nodo i non costituisce un'estremità del ramo j
- è uguale a 1, se il nodo i è il nodo di ingresso del ramo j
- è uguale a -1 se il nodo i è il nodo di uscita del ramo j .

Ciascun tratto di tubazione è trattata considerando il diametro trascurabile rispetto alla sua lunghezza; quest porta ad una geometria monodimensionale. Le equazioni che governano il moto dei fluidi e il trasferimento di calore sono quindi espresse considerando l'ipotesi di monodimensionalità. Inoltre, si assume che il problema fluidodinamico sia disaccoppiato da quello termico, in particolare, viene risolto prima il problema fluidodinamico, da cui si ottengono le portate all'interno dei vari tubi e le pressioni in tutti i nodi. I termini convettivi del problema termico vengono quindi definiti utilizzando le portate ottenute dalla risoluzione del problema fluidodinamico. Entrambi i problemi risultano semplificati dal fatto che le reti considerate, in virtù principalmente dell'estensione molto più ridotta di quelle di teleriscaldamento, hanno una topologia ad albero, cioè non presentano percorsi chiusi.

2.1.1 Problema fluidodinamico

Il punto di partenza del problema fluidodinamico è rappresentato dalla conoscenza delle portate richieste dalle utenze, che sono direttamente legate alla potenza termica richiesta da ciascuna e alla differenza di temperatura tra mandata e ritorno. Queste ultime, come già specificato, presentano variazioni molto modeste, per cui in prima battuta possono essere considerate note. Le portate in ciascun tratto di tubazione possono essere determinate procedendo a ritroso dalle utenze verso la centrale (o le centrali) e applicando l'equazione di conservazione della massa in ciascun nodo (biforcazione). In regime stazionario il bilancio di massa applicato al generico nodo j-esimo si scrive quindi come:

$$\sum_j G_j + G_{ext,i} = 0 \quad (2.1)$$

Dove G_j è la portata massica nel ramo j-esimo connesso al nodo i-esimo, mentre $G_{ext,i}$ indica la portata estratta o immessa dal nodo i-esimo. Per convenzione le portate estratte hanno segno positivo, mentre quelle immesse hanno segno negativo. Se in un determinato nodo non viene estratta, né immessa portata, allora $G_{ext,i}$ è nullo.

Applicando il bilancio a tutti i nodi della rete si ottiene l'equazione in forma matriciale:

$$\mathbf{A} * \mathbf{G} + \mathbf{G}_{ext} = 0 \quad (2.2)$$

Dove \mathbf{G} è un vettore i cui elementi sono le portate nei vari rami, mentre \mathbf{G}_{ext} è il vettore i cui elementi indicano le portate immesse/estrate dai vari nodi.

Il calcolo delle pressioni viene risolto come post-processamento del problema, una volta che sono note tutte le portate. Il calcolo è svolto applicando l'equazione di conservazione della quantità di moto applicata al generico ramo j-esimo:

$$P_i - P_{i-1} = -R_j * G_j + \Delta P_{PUMP,j} \quad (2.3)$$

dove P_i indica la pressione del nodo di uscita del j-esimo ramo, mentre P_{i-1} rappresenta la pressione all'ingresso del j-esimo ramo. $\Delta P_{PUMP,j}$ indica l'incremento di pressione dovuto alla presenza di pompe lungo il ramo j-esimo. R_j è la resistenza idraulica del ramo j-esimo, definita come:

$$R_j = \frac{1/2 * (f_j * L_j / D_j + \sum \beta_{k,j})}{\rho * (S_j)^2} * G_j \quad (2.4)$$

dove:

- f_j è il coefficiente di attrito del ramo j
- R_j è la resistenza idraulica del ramo j
- G_j è la portata massica nel ramo j
- L_j è la lunghezza del ramo j
- D_j è il diametro del ramo j
- $\sum \beta_{(k,j)}$ è la somma dei coefficienti di attrito locali lungo il ramo j
- ρ è la densità del fluido che scorre nella rete
- S_j è l'area della sezione del tubo

Questa equazione è applicata a partire dalla centrale (o dalla centrale master, qualora siano presenti più centrali). In questa è imposta la pressione di mandata, come condizione al contorno. Successivamente si applica l'equazione di conservazione della quantità di moto a ciascun ramo, fino ad arrivare ad ottenere la pressione in ciascuna utenza. La stessa operazione può essere ripetuta per la rete di ritorno, sempre a partire dalla centrale, verso le utenze. Scegliendo quindi l'utenza che presenta la pressione minima sulla rete di

mandata e quella massima sulla rete di ritorno, si impone la differenza di pressione associata allo scambiatore di calore presente presso quella utenza. Tale operazione in generale richiede di ritarare la pressione imposta alla centrale sulla rete di mandata, in modo che la differenza di pressione presso tutte le utenze sia maggiore o uguale alla caduta di pressione dello scambiatore di calore.

2.1.2 Problema termico

Come già precisato, il problema termico in una rete di teleraffrescamento risulta meno importante di quanto non sia per una rete di teleriscaldamento. Le equazioni che descrivono il problema termico sono bilanci di energia applicati ad ogni ramo della rete e, nel caso di una rete ad albero, possono essere applicate procedendo dalla centrale verso le utenze sulla rete di mandata e dalle utenze verso la centrale per la rete di ritorno.

In caso di stazionarietà bilancio di energia applicato al generico nodo i -esimo si scrive come:

$$\sum_j c_p * G_j * T_j = - \sum_j \frac{L_j}{2} \Omega_j U_j (T_i - T_\infty)$$

(2.5)

Dove c_p è il calore specifico, T_i è la temperatura del nodo i -esimo, T_j sono le temperature delle pareti del volume di controllo e T_∞ è la temperatura dell'ambiente circostante, mentre U_j e Ω_j indicano rispettivamente il coefficiente di scambio termico globale e il perimetro idraulico del ramo j -esimo. La parte a sinistra dell'equazione indica la potenza termica che entra o esce dal volume di controllo centrato nel nodo i -esimo. La parte a destra dell'equazione rappresenta invece lo scambio termico con l'ambiente circostante. Il problema viene risolto a partire dalla centrale, alla quale si applica la condizione al contorno costituita dall'imposizione della temperatura di mandata. Procedendo verso le utenze si calcolano le temperature in tutti i nodi della rete. Alle utenze si impone la differenza di temperatura associata allo scambio termico con l'edificio, determinando quindi la temperatura nei nodi delle utenze sulla rete di ritorno. Queste temperature sono imposte come condizioni al contorno per la risoluzione della rete di ritorno, che viene calcolata procedendo a ritroso dalle utenze verso la centrale.

In regime di non stazionarietà, le equazioni sono diverse, poiché occorre considerare i termini inerziali e il ritardo con cui un disturbo di temperatura si propaga all'interno della rete. L'equazione differenziale che descrive il transitorio termico di un generico volume di controllo centrato nel nodo i -esimo è la seguente:

$$\frac{d(\rho c_p T_i)}{dt} \sum_j \frac{S_j L_j}{2} + \sum_j G_j T_j S_j = - \sum_j \frac{L_j \Omega_j (T_i - T_\infty)}{2}$$

(2.6)

dove ρ è la densità. L'equazione (2.6) è un'equazione differenziale ordinaria che può essere discretizzata con lo schema numerico di Eulero implicito:

$$\frac{\rho c_p (T_i^t - T_i^{t-\Delta t})}{\Delta t} \sum_j \frac{S_j L_j}{2} + \sum_j G_j T_j S_j = - \sum_j \frac{L_j \Omega_j (T_i^t - T_\infty)}{2}$$

(2.7)

Dove Δt è l'ampiezza del passo temporale scelto.

A tali equazioni vengono associate quelle relative alle analisi economica, exergetica ed ambientale, che saranno descritte specificatamente nelle prossime sezioni, in quanto dipendenti dal sistema preso in esame.

2.2 Applicazione a reti di teleraffrescamento o neutre

Il modello nodale descritto è stato implementato per simulare il comportamento termofluidodinamico di reti di teleraffrescamento o di reti neutre. Le prime hanno temperature di mandata di 5-7°C e temperature di ritorno di 12-16°C. Le reti neutre invece sono caratterizzate da temperature inferiori ai 30°C, molto vicine a quella dell'ambiente esterno, che viene assunta pari a 15°C. Ciò permette una maggiore integrazione con

fonti rinnovabili o calore di scarto a bassa temperatura proveniente da processi industriali. Inoltre, in queste reti viene soddisfatta contemporaneamente la domanda frigorifera e di riscaldamento ambientale o acqua calda sanitaria. Ciò è possibile, in quanto la rete di mandata e quella di ritorno hanno due livelli di temperatura diversi. Vi è quindi una rete più fredda, da cui prelevano le utenze con fabbisogno di raffrescamento e una più calda che alimenta il fabbisogno di riscaldamento. Gli utenti sono quindi contemporaneamente consumatori e produttori di energia, in quanto le utenze con una domanda di raffrescamento prelevano dalla rete più fredda, immettendo calore di scarto nella rete calda e alimentando le utenze con fabbisogno di riscaldamento. Al contrario, le utenze con fabbisogno di riscaldamento o acqua calda sanitaria prelevano dalla rete calda, reimmettendo acqua a bassa temperatura nella rete fredda. Sono però necessarie pompe di calore o chillers presso i singoli edifici per portare il fluido dalla temperatura “neutra” a quella richiesta. Le reti neutre hanno come beneficio la possibilità di ottenere elevati coefficienti di prestazione delle pompe di calore e dei chillers, grazie al minor salto termico su cui operano. In questa parte, vengono quindi presentate le principali equazioni che costituiscono il modello di calcolo per l’analisi economica, exergetica ed ambientale per reti di teleraffrescamento o neutre.

2.2.1 Analisi economica

L’analisi economica per una rete neutra o di teleraffrescamento risulta fondamentale al fine di determinarne l’effettiva fattibilità e convenienza rispetto alle tecnologie convenzionali. L’analisi che si propone viene fatta dal punto di vista del gestore della rete in termini di costi totali nell’intero ciclo di vita. Inoltre, l’analisi include anche un confronto con l’alimentazione individuale degli edifici. Ciò permette quindi di individuare la tecnologia più economica e l’eventuale potenzialità di una rete termica. Se i costi totali di una rete risultassero maggiori di quelli che si avrebbero con l’alimentazione individuale degli edifici, non avrebbe senso la sua realizzazione, se non per i vantaggi ambientali che essa comporta. I costi si suddividono in costi di investimento e operativi. I primi includono il costo per le tubazioni, chillers/pompe di calore, sottostazioni ed eventuali accumuli. I costi operativi invece includono il costo di alimentazione e manutenzione di chillers/pompe di calore ed il costo di pompaggio, ossia la spesa di energia elettrica necessaria per alimentare le pompe di circolazione all’interno della rete. Nei paragrafi successivi si riporta la strategia di valutazione dei costi all’interno del modello.

Tubazioni

I costi di investimento delle tubazioni includono il costo materiale dei tubi, degli accessori e anche il costo relativo allo scavo e all’installazione degli stessi. Questi costi inoltre variano a seconda dell’area circostante. In generale, in aree urbane densamente popolate il costo per le tubazioni è più alto, mentre in aree rurali è minore. Nelle città, infatti, lo scavo può risultare più complicato, a causa di altre tubazioni o infrastrutture già presenti nel sottosuolo. In Tabella 1 vengono riportati i costi di installazione in aree urbane di tubazioni per unità di lunghezza e per diversi diametri commerciali.

Tabella 1-Costi di investimento delle tubazioni per unità di lunghezza [13]

DN [mm]	Costo [€/m]
25	300
32	330
40	380
50	400
65	480
80	500
100	550
125	610
150	700
200	780
250	840

300	1000
400	1200
500	1380
600	1580

Chillers e pompe di calore

Il costo di investimento di una pompa di calore dipende dalla taglia e dalla tipologia. In generale il costo specifico è maggiore per pompe di calore di piccola taglia. Inoltre, macchine di taglia industriale hanno tendenzialmente migliori prestazioni rispetto a macchine di piccola taglia, usate per il riscaldamento o il raffrescamento di singole abitazioni o edifici. Per l'analisi economica, quindi sono state considerate due tipologie di pompe di calore/chillers, i cui costi sono stati desunti da analisi di letteratura [14]:

- Pompe di calore/chillers installati presso le utenze con un costo per unità di taglia di 600 euro/kW per il raffrescamento o riscaldamento di singoli edifici o unità abitative.
- Chillers/pompe di calore centralizzate per l'alimentazione totale o parziale di una rete, dal costo di 400 euro/kW.

Accumuli

In una rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento l'accumulo risulta fondamentale, in quanto permette di installare impianti di potenza inferiore rispetto a quella di picco. Ciò, quindi, abbassa sensibilmente i costi di investimento di chillers o pompe di calore, ma allo stesso tempo occorre considerare il costo aggiuntivo dovuto all'installazione degli accumuli. In generale il costo specifico per un accumulo termico sensibile varia da 0.1 a 10 €/kWh, mentre varia da 10 a 50 €/kWh nel caso di accumulo latente mediante materiali a cambiamento di fase[15]. Ai fini dell'analisi economica si è pertanto assunto un costo specifico di 10 €/kWh nel caso di accumuli centralizzati e di 40 €/kWh nel caso di accumuli decentralizzati.

Sottostazioni

Il costo di una sottostazione include il prezzo dello scambiatore di calore da installare presso l'utenza e il costo dello scavo necessario per collegarla alla rete termica. Per quanto riguarda le sottostazioni, sono stati ricavati i costi per diverse taglie da analisi di letteratura [14], come mostrato in Tabella 2. Questi sono stati interpolati al fine di ottenere il costo come una funzione continua della taglia, mostrata in Figura 1.

Tabella 2 - Costi di installazione delle sottostazioni

Taglia kW	10	100	200	300	500	1000
Costo k€	5.4	44	55	65	79	108

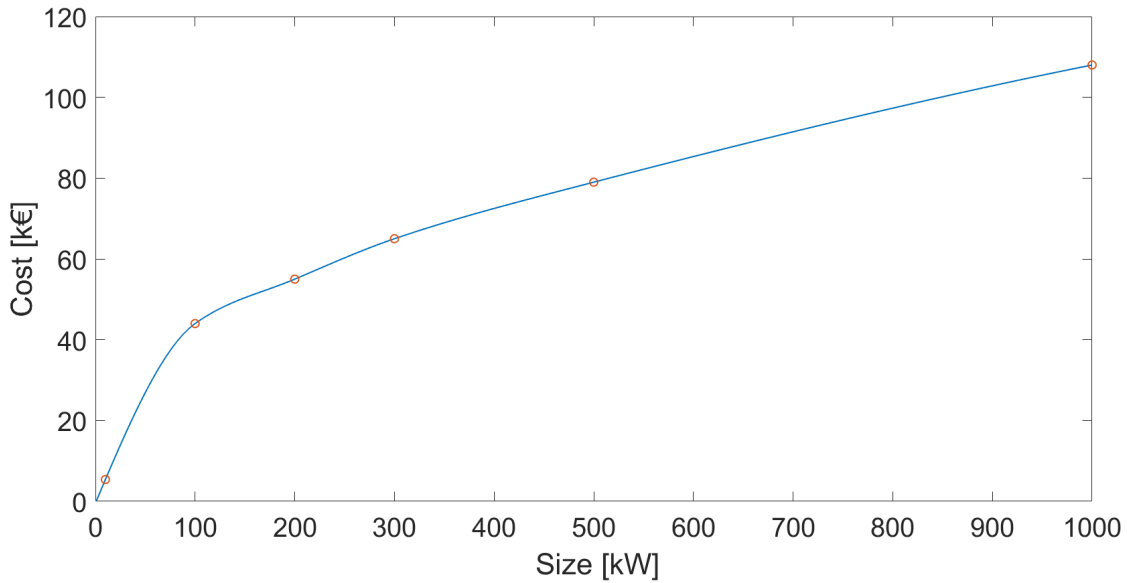


Figura 1 - Costo delle sottostazioni in funzione della taglia

Costo operativo di chillers/pompe di calore

Il costo operativo di una pompa di calore è caratterizzato dalla spesa di energia elettrica necessaria per alimentarla nel corso della sua vita utile. Ciò dipende dal prezzo dell'energia elettrica, dall'energia termica o frigorifera prodotta ogni anno En_{th} , dal COP dell'impianto e dal coefficiente di annualizzazione. Quest'ultimo a sua volta dipende dalla durata della vita utile N e dal tasso di interesse annuo r . Il costo operativo si scrive dunque come:

$$c_{op,HP/chiller} = En_{th}/COP * c_{el} * \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+r)^n} \quad (2.8)$$

L'energia termica o frigorifera prodotta viene determinata, considerando i risultati del modello termofluidodinamico per un giorno tipo e moltiplicando per il numero di giorni di utilizzo, come mostrato dalla seguente equazione:

$$En_{th} = \sum_t Q_t * \Delta t / 3600 * n_g \quad (2.9)$$

Dove Q_t indica la potenza termica o frigorifera erogata dalla pompa di calore al generico istante t , Δt è l'intervallo di tempo tra due istanti espresso in secondi, n_g è invece il numero di giorni di utilizzo dell'impianto.

Per le analisi effettuate è stato considerato un costo dell'elettricità pari a 150 euro/MWh, in quanto questo varia tra 50 €/MWh e 250 €/MWh.

Per quanto riguarda il COP, occorre distinguere tra chillers e pompe di calore, in quanto il modo in cui viene calcolato è leggermente differente. Nel caso di chillers centralizzati raffreddati acqua, si considera che il calore di scarto venga ceduto ad un bacino d'acqua ad una temperatura costante, quindi viene calcolato come:

$$COP_{chiller,rete} = \epsilon * \frac{T_{ml,rete}}{T_0 - T_{ml,rete}} \quad (2.10)$$

Dove:

- T_0 è la temperatura del bacino d'acqua
- $T_{ml,rete}$ è la temperatura media logaritmica tra la mandata e il ritorno

- ϵ è il rapporto $\frac{EER_D}{COP_{Carnot,D}}$ tra il valore delle prestazioni della macchina in condizioni di design e il COP di carnot nelle stesse condizioni di design.

Quindi, nel caso di una rete di teleraffrescamento, con temperatura di mandata pari a 5°C e temperatura di ritorno di 12°C, alimentata da un chiller raffreddato con acqua a 22°C, il COP sarebbe di 6.5, se si assume un valore di ϵ pari a 0.3. Nell'annualità LA4.14, era stato fatto uno studio su diverse pompe di calore commerciali, da cui era risultato che ϵ non varia sensibilmente tra i diversi modelli e il valore medio valutato fosse di 0.31. Nel caso di chillers centralizzati, raffreddati mediante torri evaporative, si ipotizza invece un COP pari a 4.5, mentre per chillers di utenze indipendenti non collegate a nessuna rete e raffreddati ad aria, il COP assunto è pari a 2.7. Il COP di chillers raffreddati ad acqua, tramite fonti idriche dirette, risulta più alto per il minor salto termico tra la fonte e la temperatura desiderata. Nel caso di chillers raffreddati mediante torri evaporative le prestazioni sono superiori rispetto ai chillers raffreddati ad aria, ma il COP è inevitabilmente più basso rispetto a quello di chillers raffreddati direttamente ad acqua. Pertanto, per questa tipologia di chiller, si è assunto un valore intermedio tra quelli ad aria e quelli raffreddati direttamente ad acqua. Per i chillers di edifici collegati ad una rete neutra, il COP dipende dalla temperatura della rete e dalla temperatura dell'acqua alle utenze, come mostrato dall'equazione:

$$COP_{chiller,ut,netura} = \epsilon * \frac{T_{ml,ut}}{T_{ml,rete} - T_{ml,ut}} \quad (2.11)$$

dove $T_{ml,ut}$ è la temperatura media logaritmica sul secondario.

Nel caso di pompe di calore per il riscaldamento di edifici o per la produzione di acqua calda sanitaria in reti neutre, il COP si calcola invece come:

$$COP_{HP,ut,neutra} = \epsilon * \frac{T_{ml,ut}}{T_{ml,ut} - T_{ml,rete}} \quad (2.12)$$

Costi di pompaggio

Il costo di pompaggio è la spesa di energia elettrica necessaria per alimentare le pompe che fanno circolare il fluido all'interno della rete. La pressione fornita da queste pompe deve essere tale superare tutte le cadute di pressione all'interno di rete di mandata e ritorno, garantendo una certa pressione minima alle utenze, fissata pari a 2 bar.

Il costo di pompaggio viene quindi valutato mediante la seguente equazione:

$$c_{pompaggio} = En_p / \eta_{pompa} * c_{el} * \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+r)^n} \quad (2.13)$$

Dove En_p è l'energia annua spesa per il pompaggio e η_{pompa} è il rendimento elettrico delle pompe.

L'energia annua spesa per il pompaggio è un risultato del modello termofluidodinamico e viene calcolata come l'energia spesa in un giorno tipo moltiplicata per il numero di giorni di utilizzo dell'impianto:

$$En_p = \sum_t G_{in,t} * \Delta P_t / \rho * \Delta t / 3600 * n_g \quad (2.14)$$

Dove $G_{in,t}$ e ΔP_t sono rispettivamente la portata immessa e il salto di pressione su cui opera la pompa al generico istante t.

2.2.2 Analisi ambientale

L'analisi di impatto ambientale per una rete neutra o di teleraffrescamento viene effettuata in termini di emissioni annue di CO₂. Nell'ambito di reti alimentate da chillers o pompe di calore, le emissioni sono legate al solo consumo di energia elettrica. L'impatto ambientale relativo al consumo di energia termica prodotta da fonti rinnovabili o da cascami termici è invece nullo. Nel caso in cui la fonte primaria di energia sia un combustibile, le emissioni sono date dal suo fattore di emissione e dalla massa di combustibile bruciato.

$$gCO_2 = FE_{el} * (El_{pompaaggio} + El_{HP}) + FE_{comb} * M_{comb} \quad (2.15)$$

Dove FE_{el} è il fattore di emissione relativo alla produzione di energia elettrica, $El_{pompaaggio}$ è l'energia elettrica spesa per alimentare le pompe, mentre El_{HP} è l'energia elettrica spesa per alimentare pompe di calore e chillers, FE_{comb} è il fattore di emissione del combustibile e M_{comb} è la massa di combustibile bruciato. Nel caso della rete elettrica italiana, il fattore di emissione è di 233 gCO₂/kWh, come riportato nelle statistiche pubblicate dall' Agenzia Europea dell'Ambiente [16].

2.2.3 Analisi exergetica

L'analisi exergetica ha il fine di valutare l'energia primaria consumata, rendendo possibile il confronto tra risorse energetiche differenti. In una rete di teleraffrescamento o neutra, le fonti exergetiche possono essere di tipo termico, meccanico/elettrico oppure di tipo chimico (eq. 2.16).

$$\xi_{input} = \xi_{th} + \xi_{mec} + \xi_{c\text{▣}} \quad (2.16)$$

Dove ξ_{th} , ξ_{mec} , $\xi_{c\text{▣}}$ indicano rispettivamente l'exergia in ingresso di tipo termico, meccanico e chimico. L'exergia termica in ingresso può provenire da fonti rinnovabili oppure da cascami termici di processi industriali. Il valore exergetico di un flusso termico dipende dalla temperatura della risorsa termica, dalla temperatura dell'ambiente circostante e dal quantitativo energetico del flusso termico stesso, come mostrato dall'equazione:

$$\xi_{th} = Q * (T_{res} - T_0) / T_{res} \quad (2.17)$$

Dove Q è l'energia termica in ingresso al sistema, T_{res} è la temperatura della risorsa termica e T_0 è la temperatura dell'ambiente circostante.

L'exergia meccanica/elettrica in ingresso è semplicemente data dall'energia elettrica necessaria per alimentare pompe, chillers e pompe di calore.

Nel caso la rete sia invece alimentata attraverso combustibili organici, l'exergia chimica in ingresso $\xi_{c\text{▣}}$ si può calcolare attraverso la relazione di Kotas [17]:

$$\xi_{c\text{▣}} = (1.0437 + 0.1882 * H/C + 0.0610 * O/C + 0.0404 * N/C) * (H_i + \%H_2O * \Delta h_{ev}^0) \quad (2.18)$$

Dove H/C, O/C, N/C esprimono il rapporto tra idrogeno, ossigeno e azoto con il carbonio. H_i è il potere calorifico inferiore, mentre $\%H_2O$ è l'umidità del combustibile e Δh_{ev}^0 è il calore di evaporazione.

3 Ottimizzazione delle installazioni

Nonostante i grandi vantaggi dal punto di vista energetico e ambientale, l'installazione di una rete di teleraffrescamento non sempre risulta conveniente dal punto di vista economico a causa di costi di investimento elevati. La fase di pianificazione di una rete assume dunque un ruolo fondamentale, al fine di effettuare la scelta ottimale per minimizzarne i costi. In letteratura sono presenti diversi modelli per l'ottimizzazione della gestione e del design di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento [18], [19]. Modelli di Mixed Integer Linear Programming (MILP) e algoritmi evolutivi sono tra i più implementati. Alcuni autori hanno anche incluso nei loro modelli, vincoli e funzioni obiettivo non lineari, facendo uso di diverse tecniche di linearizzazione [20]. Nei modelli di ottimizzazione di reti di teleriscaldamento, i fenomeni termici vengono trattati con maggior rigore, mentre per l'ottimizzazione di reti di teleraffrescamento possono essere trascurati, vista la bassa differenza di temperatura tra fluido e ambiente circostante. Al contrario, le perdite di carico e il costo di pompaggio devono essere presi in considerazione.

Per quanto riguarda l'ottimizzazione del design di reti di teleraffrescamento e teleriscaldamento, sono stati sviluppati diversi modelli che ottimizzano il diametro dei tubi, la localizzazione e la taglia di pompe, centrali e storage. Alcuni autori hanno anche incluso nei loro modelli la possibilità di ottimizzare la topologia della rete attraverso modelli di Mixed Integer Linear Programming [21].

Altri autori hanno invece adottato tecniche euristiche per l'ottimizzazione della topologia delle reti, quali il minimum spanning tree [21] [23].

Pochi sono invece gli autori che hanno considerato il problema di quale sia l'insieme di utenze ottimale da collegare ad una rete di teleraffrescamento. Chow e altri [24] hanno sviluppato un algoritmo genetico per trovare il mix ottimale di tipologie di edifici da connettere ad un sistema di teleraffrescamento, al fine di raggiungere il massimo valore di fattore di diversità e abbassare il più possibile i picchi di domanda. Edifici commerciali, uffici ed edifici residenziali hanno, infatti, dei profili di domanda diversi; pertanto, l'algoritmo sviluppato ha permesso di valutare con che percentuale devono essere presenti ognuna di queste tipologie di edificio, al fine di ottenere il miglior profilo complessivo, caratterizzato da picchi di richiesta minimi. Bordin e altri [24] hanno proposto un modello MILP per l'espansione ottimale di una rete già esistente. In nessuno di questi lavori è stato però considerato il problema relativo all'ottimizzazione simultanea della topologia di una rete e delle utenze da collegare, che permetterebbe di ottenere il miglior layout possibile per tali tipi di tecnologie.

In tale contesto è stato sviluppato un modello per ottimizzare simultaneamente:

- le utenze da collegare;
- la taglia e la posizione di gruppi di generazione di calore e accumuli;
- la topologia della rete.

3.1 *Analisi preliminari allo sviluppo del modello di ottimizzazione*

Lo sviluppo del modello finale descritto in sezione 3.2 è stato effettuato mediante una serie di step, che hanno portato ad un progressivo miglioramento dell'approccio utilizzato. In questa sottosezione si vogliono fornire i dettagli dei primi approcci implementati e le motivazioni che hanno portato alla scelta di un algoritmo euristico.

Inizialmente si è optato per l'implementazione di un modello MILP per l'ottimizzazione simultanea delle utenze da connettere alla rete, dei diametri delle tubazioni e della topologia della rete. In particolare, la topologia della rete veniva ottimizzata attraverso variabili binarie che indicavano se determinati rami fossero selezionati o meno nella soluzione finale. In questo modello, non erano previsti accumuli e veniva considerata una sola centrale con posizione nota. La peculiarità del modello consisteva nella trattazione rigorosa delle perdite di carico e della potenza di pompaggio. Questi termini, sono, infatti non lineari, ma è stato possibile linearizzarli attraverso metodi noti come *Reformulation Linearization Technique* e *Cutting plane method*.

Il primo metodo è stato utilizzato per linearizzare il prodotto tra la portata introdotta nella rete attraverso la centrale e la pressione nel medesimo nodo, necessario per valutare la potenza di pompaggio. Si parte quindi dal vincolo di bilancio di massa applicato al nodo del chiller, che consiste nella seguente equazione:

$$G_{chiller} - \sum_i y_i * G_{ext,i} = 0 \quad (3.1)$$

Dove $G_{chiller}$ è la variabile relativa alla portata immessa nella rete dal chiller, mentre y_i è una variabile binaria che indica se l'utenza i -esima sia connessa alla rete o meno e $G_{ext,i}$ indica la portata richiesta dalla medesima utenza, che non è una variabile, ma è un dato in ingresso.

La *Reformulation Linearization Technique* consiste nel moltiplicare questo vincolo per la pressione nel medesimo nodo, ottenendo la seguente equazione:

$$G_{chiller} * p_{chiller} - \sum_i y_i * p_{chiller} * G_{ext,i} = 0 \quad (3.2)$$

Questo nuovo vincolo presenta due non linearità, una data dal prodotto $G_{chiller} * p_{chiller}$ e l'altra dal prodotto $y_i * p_{chiller}$. Si sostituisce quindi $G_{chiller} * p_{chiller}$ con una nuova variabile chiamata Gp e $y_i * p_{chiller}$ con una nuova variabile chiamata z_i .

Il vincolo si scrive quindi come:

$$Gp - \sum_i z_i * G_{ext,i} = 0 \quad (3.3)$$

Per far sì che la variabile Gp sia effettivamente uguale a $G_{chiller} * p_{chiller}$ occorre però anche garantire che z_i sia uguale a $y_i * p_{chiller}$. Essendo un prodotto tra una variabile binaria e una continua, la linearizzazione può essere fatta mediante l'introduzione dei seguenti vincoli di disuguaglianza. Infatti, se y_i è nullo, allora anche z_i lo è, per la 3.4 e la 3.6. Se y_i è uguale ad 1, z_i è uguale a $p_{chiller}$, per la 3.5 e la 3.7.

$$z_i \geq p_{chiller}^L * y_i \quad (3.4)$$

$$z_i \geq p_{chiller}^U * y_i + p_{chiller} - p_{chiller}^U \quad (3.5)$$

$$z_i \leq p_{chiller}^U * y_i \quad (3.6)$$

$$z_i \leq p_{chiller} + p_{chiller}^L * y_i - p_{chiller}^L \quad (3.7)$$

Il *Cutting plane method* è stato utilizzato per linearizzare le differenze di pressione lungo i rami della rete. Queste, infatti, sono date dalla seguente equazione:

$$\Delta p_{ij} = G_{ij}^2 / Y_{ij} \quad (3.8)$$

Dove G_{ij}^2 è il quadrato della portata che scorre nel tratto di rete che collega i nodi i e j , mentre Y_{ij} è l'inverso della resistenza fluidodinamica per unità di portata e Δp_{ij} è la differenza di pressione tra i due nodi. Il termine G_{ij}^2 / Y_{ij} è quindi non lineare, ma è comunque convesso per $Y_{ij} > 0$; quindi, si può affermare che è sempre maggiore del suo sviluppo in serie di Taylor. Il problema viene quindi risolto iterativamente e ad ogni iterazione vengono aggiunti nuovi vincoli, in cui si impone che la differenza di pressione debba essere maggiore dello sviluppo in serie di Taylor fermato al primo ordine.

$$\Delta p_{ij} \geq 2 * G_{ij}' * Y_{ij}' * G_{ij} - G_{ij}^2 / Y_{ij}^2 * Y_{ij} \quad (3.9)$$

Dove l'apice ' indica la soluzione dell'iterazione precedente. Il processo iterativo si ferma quando la differenza tra Δp_{ij} e G_{ij}^2 / Y_{ij} è al di sotto di una certa tolleranza. Il modello quindi tratta rigorosamente queste non linearità, permettendo comunque una formulazione MILP del problema. Ciò causa, però, l'introduzione di un numero eccessivo di variabili che rende il problema estremamente complesso e i tempi di calcolo per la risoluzione importanti.

Al fine di rendere inferiori i tempi di calcolo il modello è stato quindi leggermente semplificato, limitando la scelta su alcune variabili, rendendole dipendenti dalle altre. Nonostante ciò, i tempi di calcolo risultavano comunque essere molto elevati (più di 2h 30' a convergere su core i7-10510U 1.8 GHz, per la risoluzione di un caso studio caratterizzato da 58 utenze, 189 nodi, 192 rami, dove erano stati considerati solo tre istanti temporali).

In seconda battuta si è deciso di affrontare lo stesso problema mediante un approccio differente: un metodo euristico è stato utilizzato per determinare le variabili relative al collegamento delle utenze alla rete di teleraffrescamento, mentre la topologia della rete è stata determinata secondo il metodo del *minimum spanning tree* (tecnica che permette di selezionare la rete ad albero più corta possibile che connettesse tutte le utenze selezionate). Questo approccio è meno accurato del metodo MILP in quanto non è detto che la topologia ottimale sia quella con la lunghezza totale minore. Nonostante ciò, i risultati hanno mostrato una differenza molto bassa in termini di accuratezza, in quanto la funzione obiettivo differisce di meno dell'1%. L'utilizzo dell'approccio euristico ma ha consentito una riduzione del 99% del tempo computazionale, come mostrato in Figura 2.

L'approccio euristico ha posto le basi per la realizzazione del modello finale per l'ottimizzazione delle installazioni, ovvero quello utilizzato per ottenere i risultati riportati in questo report. Il modello è spiegato in dettaglio nella sezione successiva, dove, oltre alle utenze da connettere, viene ottimizzata anche la posizione di centrali di produzione e accumuli.

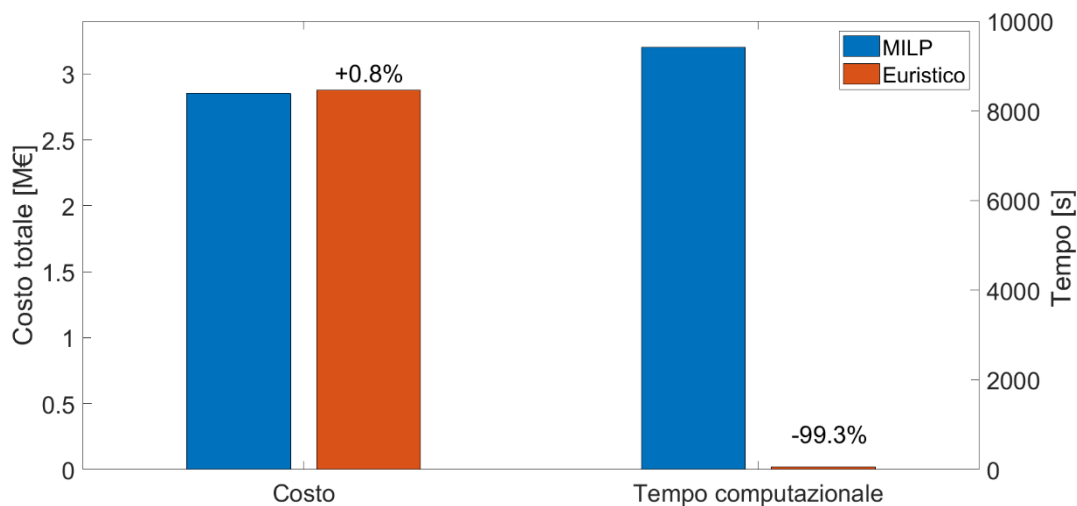


Figura 2 - Confronto tra MILP e approccio euristico

3.2 Descrizione dell'approccio di ottimizzazione

L'obiettivo dell'ottimizzatore è di trovare la configurazione ottimale di teleraffrescamento per una determinata area urbana dove l'alternativa è il raffrescamento individuale. Il fine è la minimizzazione del costo totale del ciclo di vita. Il soddisfacimento della domanda frigorifera di tutte le utenze dell'area considerata viene posto come vincolo. Ciò può essere garantito collegando le utenze ad una rete di teleraffrescamento oppure tramite chillers indipendenti, caratterizzati da COP più bassi e costi di installazione per unità di taglia superiori rispetto ai chiller che vengono utilizzati in reti di teleraffrescamento. Le principali ipotesi dell'ottimizzatore sono che:

- la rete risultante abbia una struttura ad albero;
- ogni utenza sia alimentata da una sola centrale;
- la potenza termica di ogni chiller sia costante nel tempo;
- la potenza in eccesso o in difetto di ogni chiller venga erogata o assorbita da uno specifico accumulo;
- le perdite termiche di rete siano trascurabili.

In Tabella 3, 4 e 5 sono elencati e descritti i parametri e le variabili del modello.

In particolare, l'ottimizzatore è caratterizzato da due insiemi di variabili indipendenti intere indicate genericamente come x_i e x_j . Le variabili x_i indicano da quale centrale di produzione un determinato cluster di utenze è alimentato. Sono tante quanti sono i clusters di utenze e possono assumere un valore compreso tra 0 e il numero delle possibili posizioni di centrali. Il valore intero che assumono queste variabili rappresenta quindi un indice che individua una specifica centrale. Se la variabile x_i assume valore nullo, il cluster di utenze i -esimo è scollegato dalla rete, mentre in caso contrario, è alimentato da una specifica centrale determinata dal valore assunto dalla variabile stessa. Analogamente, le variabili x_j indicano a quale accumulo sia collegata una determinata centrale. Tutte le altre variabili del problema, tra cui la taglia delle centrali e degli accumuli e la potenza prodotta dai chiller o assorbita/rilasciata da accumuli, sono dipendenti da queste e vengono determinate insieme alla funzione obiettivo.

Tabella 3 – Variabili indipendenti

Variabile	Descrizione
x_i	Variabile intera che indica a quale centrale sia collegato un determinato cluster di utenze
x_j	Variabile intera che indica a quale accumulo sia collegata una determinata centrale

Tabella 4 – Insiemi e indici

Insieme/indice	Descrizione
R	Insieme dei possibili rami della rete
Ch	Insieme dei possibili chillers
l	Generico ramo della rete
j	Generico chiller
k	Generico accumulo
i	Generico cluster di utenze

Tabella 5 - Parametri e variabili dipendenti

Parametro/variabile	Descrizione
N	Numero di step temporali
Δt	Ampiezza degli step temporali [s]
β	Coefficiente di perdite di carico concentrate
f	Coefficiente di perdite di carico distribuite
S_k	Taglia del generico accumulo k [kWh]
S_j	Taglia del generico chiller centralizzato j [kW]
S_i	Taglia del chiller indipendente installato presso l'utenza i [kW]
x_l^h	Variabile ausiliaria che indica se il diametro h sia stato scelto per il ramo l della rete
D_l	Diametro del tubo l -esimo della rete
L_l	Lunghezza del generico ramo della rete [m]
c_{pipe}^h	Costo di tubazione avente diametro h [€/m]
$Q_i(t)$	Domanda frigorifera dell'utenza i -esima al tempo t
S_0	Taglia minima di chiller centralizzati [kW]
$G_{ext,j}$	Portata costante immessa nella rete dalla centrale j -esima
$G_{ext,i}(t)$	Portata estratta dall'utenza i -esima al tempo t
$G_{ext,k}(t)$	Portata estratta/immessa dall'accumulo k -esimo al tempo t
$G_l(t)$	Portata sul ramo l della rete al tempo t
$c_{chill,DC}$	Costo per unità di taglia di chillers centralizzati [€/kW]

$c_{chill,ind}$	Costo per unità di taglia di chillers indipendenti [€/kW]
$c_{ETS,i}$	Costo delle sottostazioni del cluster i-esimo [€]
r	Tasso di interesse annuo
n_g	Numero di giorni di utilizzo della rete
n_y	Vita utile dell'impianto [anni]

3.3 Funzione obiettivo

Il costo del ciclo di vita del sistema è la funzione obiettivo da minimizzare e dipende non linearmente dalle variabili x_i e x_j . Questo costo è costituito da diversi contributi, come mostrato nella seguente equazione:

$$COST_{tot} = COST_{chillers} + COST_{op,chillers} + COST_{rete} + COST_{pumping} + COST_{ETS} + COST_{storage} \quad (3.10)$$

Dove:

- $COST_{rete}$ indica il costo delle tubazioni e relativa installazione;
- $COST_{chillers}$ indica costo dei chillers (centralizzati o decentralizzati);
- $COST_{ETS}$ indica il costo di investimento per le sottostazioni;
- $COST_{op,chillers}$ è il costo operativo dei chillers;
- $COST_{pumping}$ è il costo operativo dei chillers;
- $COST_{storage}$ è il costo di investimento degli accumuli.

3.3.1 Costi di investimento di chillers, accumuli e sottostazioni

Il costo dell'investimento relativo all'installazione di accumuli e chiller dipende dalla loro taglia e dal prezzo (eq. 3.11 e 3.12). Si considera un costo di 5 €/kWh per gli accumuli e di 400 €/kW per le centrali. Le utenze non collegate a nessuna centrale hanno invece dei chillers indipendenti dal costo di 600 €/kW.

$$COST_{chillers} = \sum_{j \in Ch} c_{chill,DC} * S_j + \sum_{i \in Ut: x_i=0} S_i * c_{chill,ind} \quad (3.11)$$

$$COST_{storage} = \sum_{k \in St} c_{storage} * S_k \quad (3.12)$$

La taglia di chiller e accumuli, viene determinata a partire dai valori delle variabili x_i e x_j . Per ipotesi è stato assunto che ogni utenza i-esima debba essere alimentata da massimo un chiller. Inoltre, è stato anche assunto che i chiller abbiano una produzione costante nel tempo, a regime nominale, sfruttando la presenza degli accumuli per azioni di *peak shaving* e *valley filling*. Pertanto, per il generico chiller j-esimo, la potenza prodotta è uguale alla potenza totale media richiesta durante il giorno dalle utenze collegate al medesimo chiller. In termini di portata immessa ed estratta dalla rete ciò si traduce nella seguente equazione:

$$G_{ext,j} = - \sum_t \sum_{i \in Ut | x_i=j} G_{ext,i}(t) / N \quad \forall j \in Ch \quad (3.13)$$

Dove la condizione $i \in Ut | x_i = j$ indica che nella sommatoria vengono considerate solo le portate relative alle utenze collegate al chiller j-esimo.

Nelle ore in cui il chiller j-esimo produce meno di quanto richiesto dalle proprie utenze, l'accumulo collegato a esso fornisce il resto. Quando invece la potenza prodotta dal chiller è maggiore di quella richiesta, l'accumulo assorbe la potenza in eccesso. L'accumulo pertanto deve bilanciare la rete ad ogni istante fornendo energia frigorifera quando la domanda istantanea è maggiore di quella media, mentre accumula quando la domanda è inferiore rispetto alla media giornaliera. In termini di portata immessa/estratta, ciò si traduce nella seguente equazione:

$$G_{ext,k} = - \sum_{j \in Ch | x_j=k} (G_{ext,j} + \sum_{i \in Ut | x_i=j} G_{ext,i}) \quad \forall k \in St \quad (3.14)$$

La taglia degli accumuli deve essere tale da assorbire tutta l'energia frigorifera in eccesso e di rilasciarla quando la domanda frigorifera è superiore alla produzione dei chiller. La taglia minima per soddisfare questa condizione è quindi data dalla differenza tra il valore massimo e minimo della cumulata giornaliera dell'energia erogata o assorbita dall'accumulo stesso (3.15).

$$S_k = \max_t \sum_{t=0}^t G_{ext,k}(t) * \Delta t * c_p * \Delta T - \min_t \sum_{t=0}^t G_{ext,k}(t) * \Delta t * c_p * \Delta T \quad (3.15)$$

Per quanto riguarda le centrali, si assume che queste siano modulari, ossia costituite da un certo numero di moduli di una determinata taglia S_0 . La taglia delle centrali dipende quindi dal numero minimo di moduli in grado di soddisfare la domanda richiesta, come definito di seguito:

$$S_j = \min_n n * S_0 \quad S_j \geq -G_{ext,j} * c_p * \Delta T \quad n \in \mathbb{N}, \quad \forall j \in Ch \quad (3.16)$$

La taglia delle sottostazioni invece dipende solo dalla massima richiesta delle singole utenze. Pertanto, questa è già nota, in quanto il valore di domanda di design delle utenze è un dato in ingresso. Ciò che deve essere determinato è se queste sottostazioni siano effettivamente presenti, che dipende dalle variabili x_i , ovvero in base al fatto che le utenze siano collegate o meno alla rete. Il costo totale delle sottostazioni è quindi dato da:

$$cost_{ETS} = \sum_{i \in Ut | x_i > 0} c_{ETS,i} \quad (3.17)$$

3.3.2 Costo operativo dei chillers

Il costo operativo dei chillers invece dipende dal COP, dal costo dell'elettricità, dal numero di giorni di utilizzo e dall'energia frigorifera prodotta in un giorno tipo. Nel caso di chiller centralizzato, il COP è maggiore e il costo operativo si calcola come:

$$cost_{op,chillers-DC} = \sum_t \sum_{j \in Ch} G_{ext,j}(t) * c_p * \Delta T / COP_{DC} * \Delta t / 3600 * n_g * \sum_n^{n_y} 1 / (1 + r)^n \quad (3.18)$$

Per chiller indipendenti invece il COP è più basso e il costo operativo si scrive come:

$$cost_{op,chillers-ind} = \sum_t \sum_{i \in Ut | x_i = 0} Q_i(t) / COP_{ind} * \Delta t / 3600 * n_g * \sum_n^{n_y} 1 / (1 + r)^n \quad (3.19)$$

Il costo operativo totale dei chillers è quindi dato dalla seguente somma:

$$cost_{op,chillers} = cost_{op,chillers-DC} + cost_{op,chillers-ind} \quad (3.20)$$

3.3.3 Costo di investimento della rete

L'equazione seguente indica come viene calcolato il costo di investimento della rete, ottenuto come sommatoria del costo delle varie tubazioni, che dipende dalla lunghezza dei vari tratti della rete e dal relativo diametro.

La pressione fornita dalle centrali e dagli accumuli deve essere tale da bilanciare tutte le perdite di carico sulla rete di mandata, di ritorno e presso gli scambiatori alle utenze, che vengono assunte pari a 2 bar.

La potenza di pompaggio è quindi data da:

$$P_{pump}(t) = \sum_{in} G_{ext,in}(t) * \Delta p_{in}(t) / \rho \tag{3.24}$$

Dove $G_{ext,in}(t)$ indica la portata in ingresso al generico nodo in all'istante t e $\Delta p_{in}(t)$ indica l'aumento di pressione tra il ritorno e la mandata presso il medesimo nodo e nello stesso istante.

Il costo di pompaggio, in inglese viene quindi valutato attraverso la seguente equazione:

$$cost_{pumping} = \sum_t^T P_{pump}(t) * \Delta t / 3600 * c_{el} * n_g * \sum_n^{n_y} 1 / (1 + r)^n \tag{3.25}$$

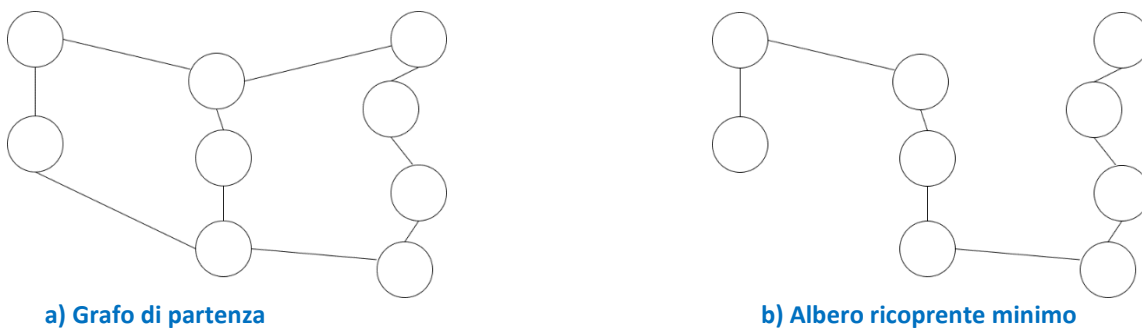
3.4 Clusterizzazione delle utenze

Al fine di diminuire il numero di variabili del modello, le utenze sono raggruppate in base alla loro posizione utilizzando una procedura di clusterizzazione. È verosimile che utenze vicine tra loro siano alimentate dallo stesso chiller, oppure che siano tutte scollegate dalla rete, in quanto se non conviene collegarne una allora non conviene collegare neanche le altre. Le variabili del modello relative alle utenze x_i indicano quindi da quale chiller un intero cluster di utenze sia alimentato.

L'algoritmo usato per la clusterizzazione delle utenze si chiama "k- minimum spanning tree" o k-MST [27], [28] e consiste nel dividere la rete esistente in più tratti, eliminando i rami più lunghi. I diversi tratti ottenuti costituiscono quindi i clusters e tutti i nodi di uno specifico tratto continuo fanno parte dello stesso cluster. L'algoritmo consiste nei seguenti step, schematizzati anche in Figura 4:

1. Trovare l'albero ricoprente minimo della rete
2. Eliminare i k-1 rami più lunghi
3. Estrarre i k tratti di rete scollegati fra loro

Con questo algoritmo viene quindi massimizzata la distanza tra i diversi clusters, in quanto questa è data proprio dalla lunghezza dei rami eliminati.



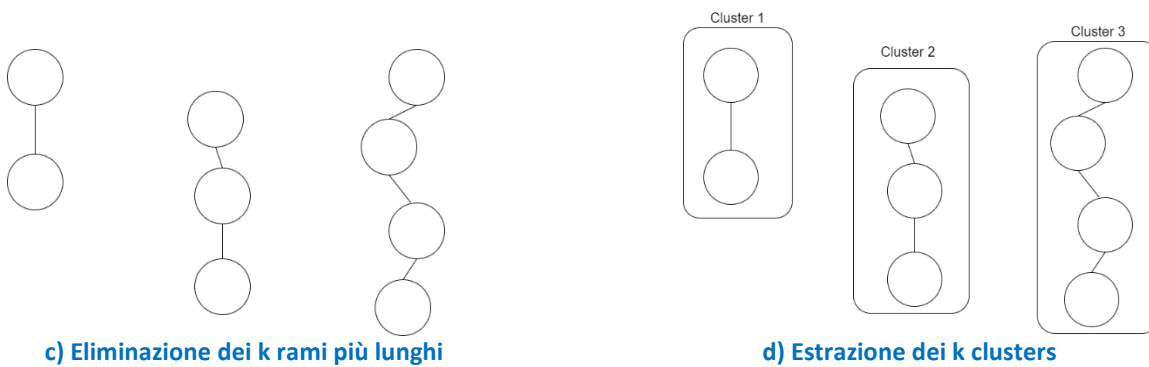


Figura 4 - Esempio di k-MST per k=2

3.5 Risoluzione

Risolvere il problema con un numero basso di cluster è relativamente semplice grazie alle poche variabili del problema, che ne riducono la complessità. La soluzione che però si ottiene con un raggruppamento eccessivo di utenze può essere lontana da quella ottimale. Allo stesso tempo, se non si raggruppano le utenze, il problema può risultare troppo complesso da risolvere e l'algoritmo può faticare a convergere ad una soluzione ottimale.

La strategia adottata consiste nel risolvere il problema aumentando progressivamente il numero di clusters. In particolare, si parte da un basso numero di clusters k ed una volta trovata la soluzione, si aumenta k di uno e si va ad effettuare un'ottimizzazione locale nell'intorno della soluzione precedentemente trovata.

Ad ogni iterazione, all'aumentare di k , uno dei cluster si divide in due nuovi clusters. In altri termini ciò significa che da una variabile se ne formano due nuove. Ad ogni step viene quindi utilizzato un algoritmo genetico per risolvere il problema di ottimizzazione. La popolazione iniziale è costituita dalla soluzione ottenuta allo step precedente e dalle possibili combinazioni che si ottengono modificando le due nuove variabili. L'intera procedura iterativa viene fermata quando si raggiunge il numero di clusters prefissato. L'algoritmo, in questo modo, converge più facilmente all'ottimo globale, poiché ad ogni step sfrutta la conoscenza di una soluzione più grossolana ottenuta con un minor numero di variabili, per effettuare una ricerca dell'ottimo locale nell'intorno di questa soluzione. Il procedimento viene descritto anche schematicamente con un diagramma di flusso in Figura 5.

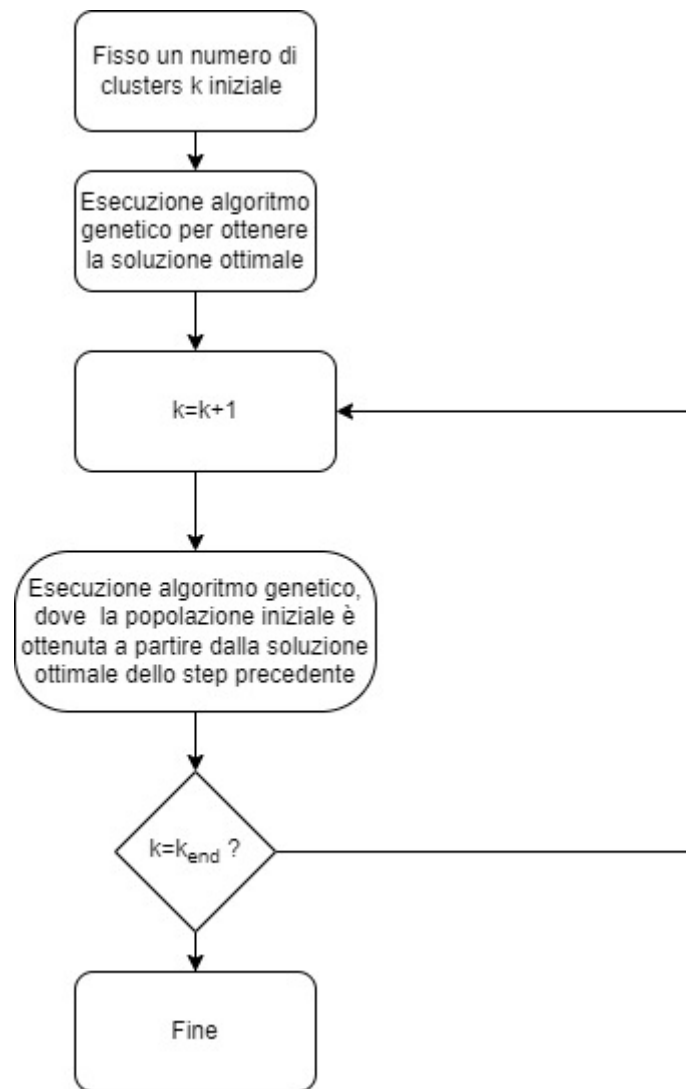


Figura 5 - Diagramma di flusso dell'algoritmo di risoluzione

3.6 Confronto tra accumuli centralizzati e decentralizzati

Il modello descritto permette di ottimizzare la posizione e la taglia di centrali e accumuli, oltre che il set di utenze da collegare alla rete. Il modello ha però un vincolo che lega il numero di accumuli al numero di centrali installate. Infatti, è stato assunto che per ogni centrale vi sia al massimo un accumulatore. Questa ipotesi non permette di valutare la possibilità di avere più accumuli decentralizzati di dimensioni inferiori.

L'accumulo presso le utenze è più costoso rispetto all'accumulo centralizzato, ma consente di abbassare altri costi, come quelli delle tubazioni e delle sottostazioni che non verrebbero dimensionate più in base alla potenza massima.

Al fine di effettuare un confronto tra accumuli centralizzati ed accumuli decentralizzati, il modello precedentemente descritto è stato in parte modificato. Si è considerato di ottimizzare una rete di teleraffrescamento, in cui gli accumuli sono installati direttamente presso le singole utenze; pertanto, le variabili sono solo quelle relative alle utenze o ai cluster di utenze da collegare alla rete (x_i). Il modello risulta quindi semplificato, rispetto a quello di partenza, in quanto in questo caso non viene ottimizzata la posizione degli accumuli, ma solo quella delle centrali.

Le tubazioni, i chillers e le sottostazioni sono dimensionati considerando un profilo di richiesta costante da parte delle utenze collegate. La portata immessa o estratta da un singolo accumulatore è quindi data dalla differenza tra la portata istantanea e quella media richiesta dalla relativa utenza. In maniera del tutto analoga

a quanto descritto nel modello standard, la taglia di un accumulo presso un'utenza viene dimensionata calcolando la differenza tra il massimo e il minimo della cumulata giornaliera dell'energia assorbita o rilasciata dall'accumulo.

4 Caso Studio A: Rete neutra

Le reti neutre operano a temperature comprese tra i 5 e 25 °C, permettendo l'alimentazione simultanea di riscaldamento e raffrescamento. I livelli di temperatura di queste reti non sono tali da soddisfare completamente la domanda da parte delle utenze, ma è necessario integrare pompe di calore nei pressi degli edifici. Inoltre, in tali reti le utenze si comportano sia da consumatori che da produttori. In inglese esiste infatti la definizione di "prosumer", che combina i termini "consumer" e "producer". Le utenze che hanno una richiesta netta di raffrescamento prelevano dalla rete fredda e reimmettono nella rete calda, alimentando quindi le utenze che richiedono riscaldamento. A loro volta, queste, prelevano quindi dalla rete calda e reimmettono a temperatura più bassa nella rete fredda. I due fabbisogni si bilanciano quindi in un certo modo, ma vi è sempre una richiesta prevalente tra le due. È opportuno quindi disporre di una pompa di calore o di risorse gratuite per il bilanciamento della rete. L'installazione di reti neutre risulta indicata soprattutto in aree in cui c'è disponibilità di calore di scarto, risorse rinnovabili o fonti idriche quali, falde acquifere, corsi e bacini d'acqua [29], [30]. Alcune reti dispongono anche di accumuli stagionali, che permettono dunque di accumulare il calore in eccesso durante l'estate e di riutilizzarlo nei mesi invernali, quando la domanda di riscaldamento prevale su quella di raffrescamento [1], [31], [32].

In alcuni casi è anche possibile la conversione di una rete di teleriscaldamento in una neutra, se le tubazioni esistenti lo consentono. Infatti, la differenza di temperatura tra mandata e ritorno in una rete neutra è inferiore rispetto al caso di una rete di teleriscaldamento, specialmente se di vecchia generazione. A parità di potenza richiesta, per una rete neutra sono necessarie tubazioni di diametro maggiore.

In questa sezione si vuole presentare lo studio relativo alla possibile conversione di una rete di teleriscaldamento esistente in una neutra solamente nei mesi estivi, continuando ad operare come una rete di teleriscaldamento tradizionale nei mesi invernali. La rete in esame è una rete di distribuzione del teleriscaldamento di Torino. È quindi utilizzata maggiormente nella stagione invernale (sei mesi all'anno in cui vi è necessità di riscaldamento ambientale), mentre negli altri mesi è utilizzata soltanto da alcune utenze che richiedono acqua calda sanitaria (la maggior parte di queste utilizza caldaie aggiuntive per questo fabbisogno). La topologia viene mostrata in Figura 6. È lunga circa 4.5 km e alimenta 65 edifici. In rosso vengono riportate le utenze e il loro diametro è proporzionale alla volumetria degli edifici.

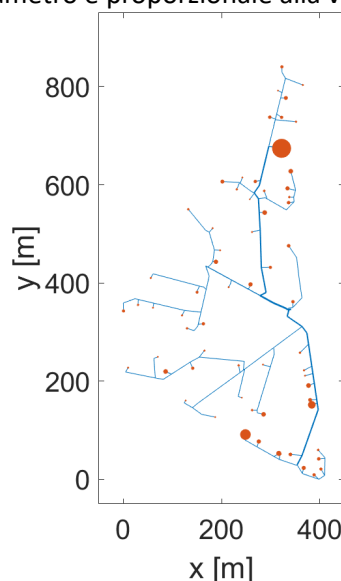


Figura 6 - Topologia della rete in esame

Il caso studio considerato ha quindi l'obiettivo di valutare la fattibilità tecno-economica dell'utilizzo di questa rete durante i mesi estivi come una rete neutra, che alimenti sia il raffrescamento che il fabbisogno di acqua calda sanitaria degli edifici. È stato quindi ipotizzato che la rete fredda operi a 15°C, mentre la rete calda a 25°C. Nel caso di fabbisogno di raffrescamento, i chillers presenti negli edifici prelevano acqua dalla rete fredda e la immettono a 25°C nella rete calda. Nel caso di fabbisogno di acqua calda sanitaria, avviene invece l'opposto, ossia si preleva acqua a 25°C dalla rete calda e la si reimmette a 15°C nella rete fredda. Si ipotizza inoltre di disporre di una risorsa gratuita a 15°C che permette di bilanciare la rete laddove la domanda di raffrescamento sia superiore a quella di acqua calda sanitaria. Tale ipotesi è verosimile, in quanto la rete si trova in prossimità di due grandi corsi d'acqua, Po e Dora. Come premesso, infatti, queste reti risultano convenienti soprattutto in aree dove sono presenti risorse rinnovabili, calore di scarto o fonti idriche gratuite. La conversione della rete comporta dei costi di investimento, nonostante parte dell'infrastruttura sia già presente. Occorre installare pompe di calore e chillers in ogni edificio poiché il livello termico della rete da solo non è sufficiente. Inoltre, è necessario installare nuovi scambiatori di calore presso le sottostazioni, in quanto l'area di scambio di quelli già presenti non è sufficiente per scambiare la potenza frigorifera richiesta dalle utenze.

4.1 Calcolo del Fabbisogno

La domanda di energia frigorifera dell'intera rete è stata calcolata per un giorno tipo utilizzando il modello dinamico già realizzato e discusso nella scorsa annualità. Per quanto riguarda il fabbisogno di acqua calda sanitaria, non disponendo di dati reali, è stato considerato un profilo standard con tre picchi giornalieri di un'abitazione di quattro persone, determinato attraverso il software Polysun[®], comunemente usato per il dimensionamento di impianti termici residenziali.

Il fabbisogno dei diversi edifici è stato quindi stimato scalando questo profilo tipico in base alla superficie totale. In Figura 7 vengono mostrati i fabbisogni totali della rete. Si osserva che il fabbisogno di acqua calda sanitaria è molto inferiore a quello di raffrescamento. Inoltre, il profilo è diverso; infatti, nelle ore notturne la domanda di acqua calda sanitaria non si azzerava, a differenza di quanto avviene nel caso del raffrescamento.

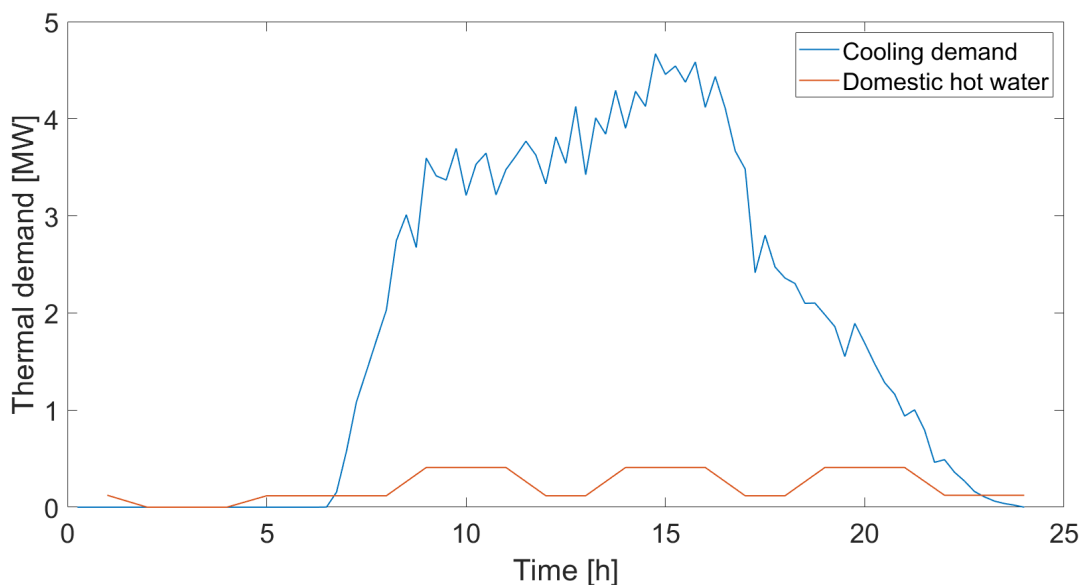


Figura 7 - Domanda totale di raffrescamento e di acqua calda sanitaria

4.2 Analisi termofluidodinamica

Il modello termofluidodinamico è stato applicato al caso in esame. Il time-step considerato è di 10 secondi, mentre per quanto riguarda la discretizzazione della rete, la lunghezza massima di un ramo è di 5 metri. Il relativo grafo risulta quindi caratterizzato da 940 nodi e 939 rami. È stato simulato un periodo di tempo di

tre giorni, al fine di ottenere una certa periodicità nei risultati e di limitare gli effetti della condizione iniziale sui risultati.

Per quanto riguarda la rete fredda, la temperatura a cui opera è uguale a quella del terreno, per cui le perdite termiche sono nulle e non vi sono particolari transitori termici per lo stesso motivo.

Per quanto riguarda invece la rete calda, in Figura 8 si mostra la distribuzione di temperatura al suo interno in due diversi istanti di tempo. Nel primo caso, alle 5 di mattina, si osserva che la rete si è leggermente raffreddata, in quanto la richiesta nelle ore notturne è inferiore. Nonostante ciò, la variazione di temperatura è comunque minima, poiché solo nei tratti periferici sono state raggiunte temperature minime di circa 22°C, che consentono comunque di soddisfare la richiesta di teleriscaldamento, vista la presenza di pompe di calore presso le utenze.

Il secondo istante considerato è invece alle ore 10, quando la rete si trova ormai a regime. Si può osservare che la temperatura della rete è omogenea, a causa delle ridotte perdite termiche. Inoltre, essendo prevalente la domanda di raffreddamento, presso le utenze si preleva acqua dalla rete fredda per reimmetterla a 25°C nella rete calda. Essendoci quindi più punti di immissione, ciò contribuisce a rendere la temperatura della rete omogenea.

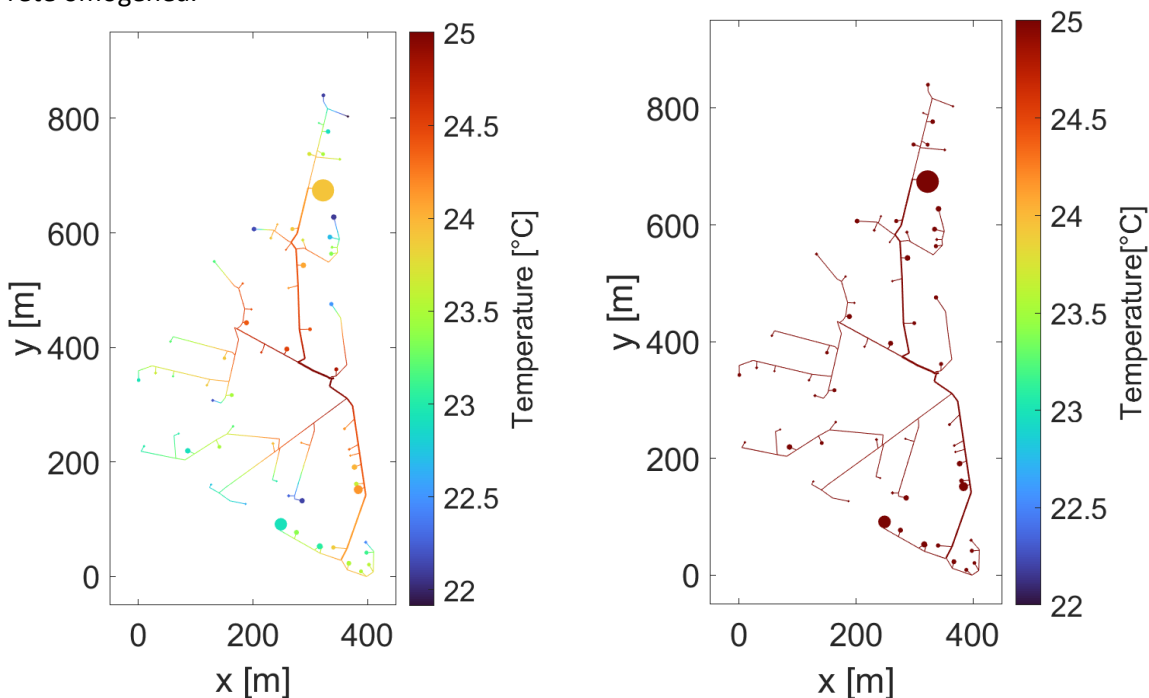


Figura 8 - Distribuzione di temperatura nella rete a) 5 h; b) 10 h

4.2.1 Convertibilità della rete esistente in una neutra

Come premesso, per convertire una rete di teleriscaldamento esistente in una neutra occorre che le dimensioni dei tubi siano sufficientemente grandi. Infatti, la differenza di temperatura tra mandata e ritorno è minore nelle reti neutre e a parità di potenza termica scambiata sono necessarie maggiori portate e, di conseguenza, maggiori diametri. Nel caso in esame, la conversione della rete esistente è possibile, in quanto la rete è situata a Torino, dove la domanda di riscaldamento nei mesi invernali è prevalente rispetto alla richiesta di raffreddamento nei mesi estivi. Nonostante la differenza di temperatura sia più bassa, la minore potenza richiesta permette di contenere l'aumento di portata, rendendo quindi fattibile l'utilizzo delle tubazioni già esistenti. In Figura 9 si mostrano le velocità massime raggiunte in ciascun tratto di rete e si può osservare che sono tutti valori accettabili, in quanto sono al di sotto di 3.3 m/s. Inoltre, velocità superiori a 3 m/s si osservano solo per pochi tratti di rete; pertanto, in quei rami, potrebbe anche essere sostenibile la sostituzione dei tubi con altri di maggior diametro senza comportare un eccessivo aumento dei costi.

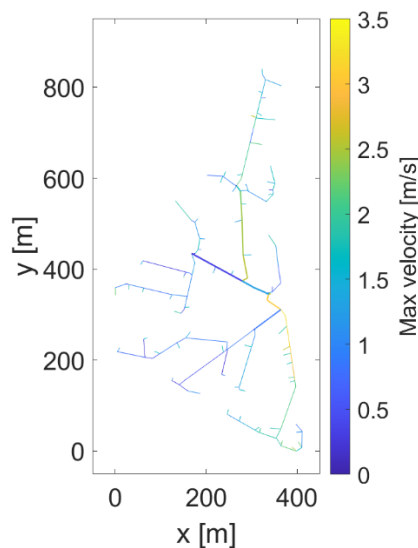


Figura 9 - Velocità massime nella rete

4.3 Analisi economica

I risultati ottenuti dalla simulazione termofluidodinamica sono stati utilizzati per effettuare l'analisi economica. L'obiettivo dell'analisi è quello di valutare i costi di investimento e operativi della rete e di confrontarli con la soluzione che consiste nell'installare chillers e pompe di calore negli edifici, senza collegarli ad alcuna rete neutra. In Figura 10 vengono riportati i risultati dell'analisi, dove l'acronimo 5GDHC sta per "5th generation of district heating and cooling", ossia per reti teleriscaldamento e raffrescamento di quinta generazione, anche note come reti neutre. Per CAPEX (Capital Expenditure) e OPEX (Operating Expense) invece si intendono rispettivamente i costi di investimento e operativi. L'analisi è effettuata dal punto di vista del gestore della rete, in quanto fa riferimento ai costi che l'utility deve affrontare durante la vita utile dell'impianto. In questa analisi si introduce anche il confronto con l'alimentazione individuale degli edifici.

Dai risultati emerge che questa soluzione è complessivamente più economica rispetto al raffrescamento e alla produzione individuale di acqua calda sanitaria. Il costo totale della rete neutra ammonta a 9.95 M€, risultando inferiore del 6% rispetto alla soluzione convenzionale, che invece ha un costo di 10.58 M€. Infatti, essendo la rete già presente e dovendo solo riconvertire le sottostazioni al fine di renderle bidirezionali e di aggiungere degli scambiatori aggiuntivi, i costi di investimento sono limitati rispetto al caso in cui la rete debba essere costruita da zero. Il costo principale è dato invece dall'investimento per chillers e pompe di calore in ogni edificio, che risulta di 5.54 M€. In questo caso però non vi è una pompa di calore o chiller centralizzato per il bilanciamento della rete. Infatti, il livello termico della rete viene mantenuto grazie alla presenza di una fonte gratuita, costituita da acqua fluviale a 15°C. Reti di questo tipo sono infatti convenienti laddove vi siano condizioni favorevoli simili a queste, come ad esempio la presenza di una falda acquifera o di un bacino d'acqua. In assenza di queste condizioni, sia i costi di investimento che i costi operativi sarebbero più alti a causa di pompe di calore aggiuntive.

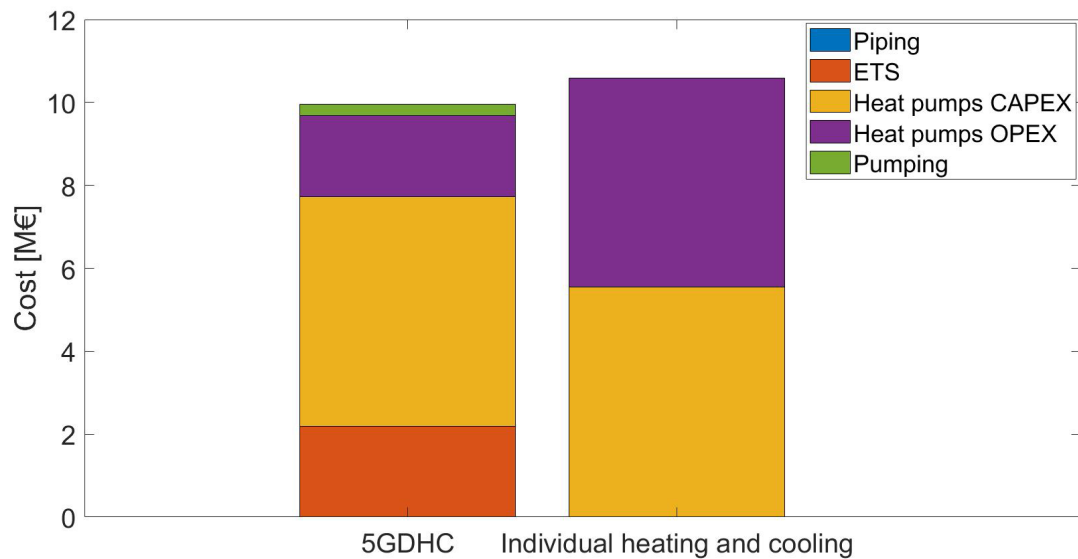


Figura 10 - Analisi economica di una rete neutra

4.4 Analisi ambientale

In Figura 11 si riportano i risultati dell'analisi ambientale. L'impatto in termini di emissioni di CO₂ della rete neutra è di 224 tonnellate annue, mentre nel caso di produzione di acqua calda sanitaria e raffrescamento individuale è di 509 tonnellate annue. Per quanto riguarda il pompaggio, il suo impatto ambientale non è trascurabile a causa delle grandi portate in gioco ed è di 27 tonnellate annue di CO₂, ammontando a circa il 12% delle emissioni totali della rete.

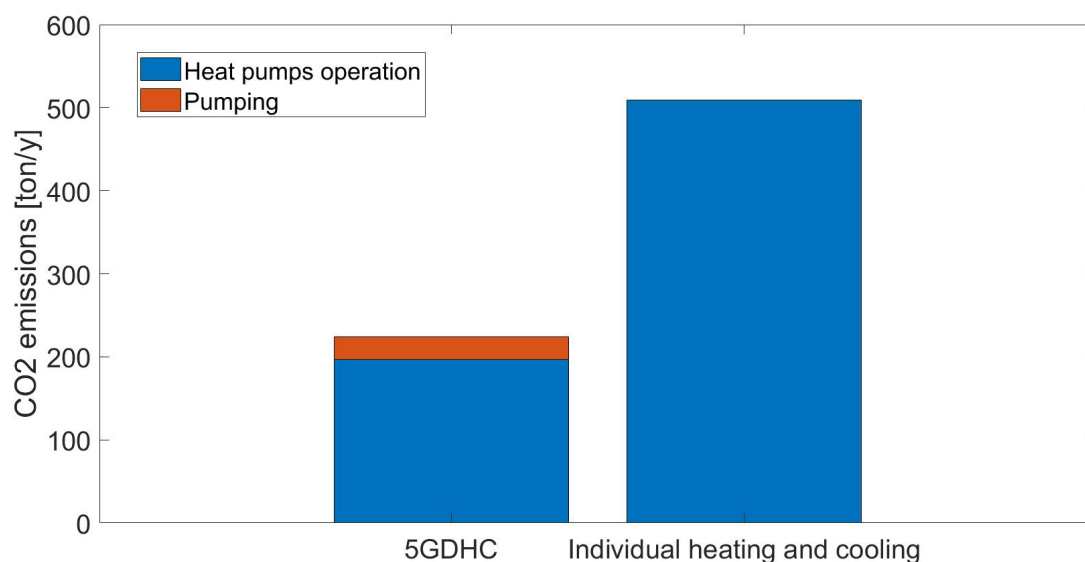


Figura 11 – Impatto ambientale della rete neutra

4.5 Analisi exergetica

In figura 12 si mostrano i risultati dell'analisi exergetica della rete neutra considerata. Nel caso di produzione di acqua calda sanitaria e raffrescamento individuale, l'apporto exergetico annuo è di 2.2 GWh, mentre grazie alla rete neutra questo può scendere fino a 961 MWh, circa il 57% in meno. Per quanto riguarda la rete

neutra, sono necessari 118 MWh annui per il pompaggio, 151 MWh per alimentare le pompe di calore e 692MWh per alimentare i chillers.

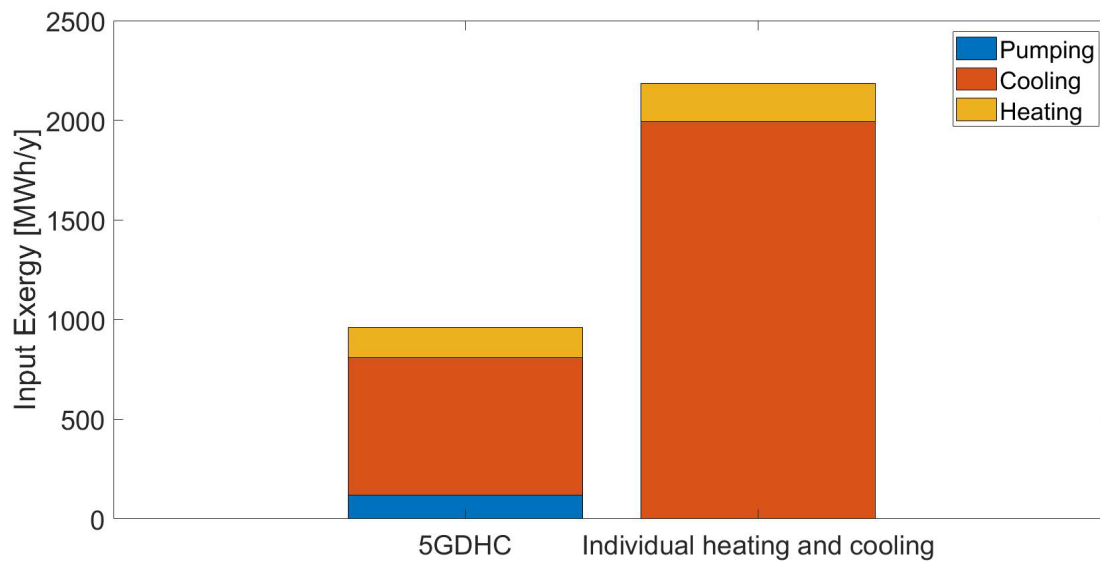


Figura 12 – Analisi exergetica della rete neutra

4.6 Considerazioni

In sintesi, dal punto di vista exergetico ed ambientale, la conversione della rete di teleriscaldamento in rete neutra durante i mesi estivi risulta conveniente, grazie al maggior coefficiente di prestazione di chillers e pompe di calore, in quanto la temperatura tra evaporatore e condensatore è inferiore rispetto ad impianti convenzionali. Le perdite di carico però non sono trascurabili e l'energia spesa per il pompaggio del fluido nella rete deve essere tenuta in considerazione, così come il relativo impatto ambientale. Dal punto di vista economico la rete neutra considerata risulta conveniente, ma solo se ci si trova nella condizione di presenza di risorse gratuite, che permettono di evitare i costi di installazione aggiuntivi dovuti a pompe di calore o chiller centralizzati.

5 Caso Studio B: Rete di teleraffrescamento di Ivrea

In questa sezione si presenta il caso studio della rete esistente di teleraffrescamento del Parco Dorea Baltea ad Ivrea. La rete, mostrata in Figura 13, è lunga poco più di 1 km e fornisce 1.25 GWh all'anno di energia frigorifera. Sulla presente rete è stata effettuata un'analisi di carattere termofluidodinamico, economico, exergetico ed ambientale utilizzando il modello descritto. Della rete si conosce la topologia, la lunghezza dei vari tratti e il consumo annuo dei diversi edifici. Pertanto, l'analisi effettuata utilizza questi dati per formulare un caso studio realistico, mentre i dati rimanenti sono stati ipotizzati. In particolare, sono state considerate delle tubazioni con isolamento standard, mentre la richiesta oraria è stata assunta, partendo dai consumi annui noti e da curve di richiesta per determinate tipologie di edifici. È stato ipotizzato che vi sia una richiesta di raffrescamento per un totale di 60 giorni all'anno, mentre i profili orari dei diversi edifici sono stati trovati in base alla tipologia di edificio da analisi di letteratura [33], [34]. In particolare, sono state considerate tre tipologie di edifici: residenziali, commerciali e uffici. La domanda oraria risultante di tutta la rete per un giorno tipo viene quindi riportata in Figura 14. Per quanto riguarda la vita utile dell'impianto, questa è stata considerata pari a trent'anni.

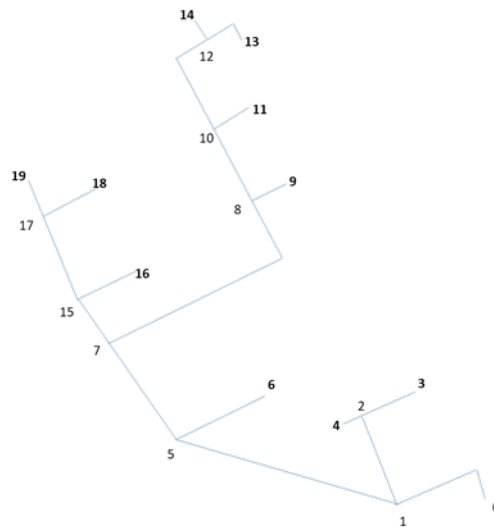


Figura 13 - Topologia della rete di teleraffrescamento di Ivrea

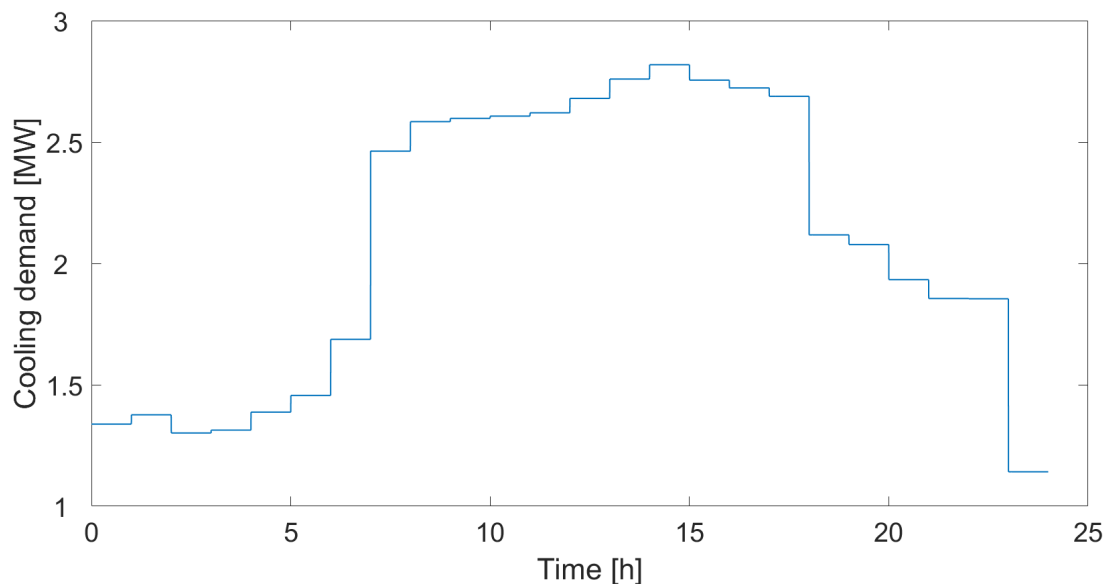


Figura 14 - Domanda di raffreddamento totale

5.1 Analisi termofluidodinamica

Applicando il modello termofluidodinamico al caso in esame si è osservato che, pur essendo una rete di modeste dimensioni, i transitori notturni non appaiono trascurabili. In Figura 15 viene mostrata la distribuzione di temperatura in due istanti diversi. Alle ore 18, la temperatura è uniforme in tutta la rete, in quanto le perdite termiche sono limitate e la rete si trova a completo regime in quell'orario. Alle ore 15, invece si osserva che la temperatura è omogenea tranne che per un tratto periferico, dove raggiunge 13°C. Questa temperatura è però troppo elevata e nel momento in cui le utenze tornano ad attivarsi, la rete non sarebbe in grado di soddisfare la richiesta. È pertanto necessario introdurre nell'analisi una portata di bypass che circoli nella rete anche nei momenti in cui la domanda è nulla. In questo modo la rete può rimanere ad una temperatura sufficientemente bassa ed essere pronta per alimentare le utenze quando queste si riattivano, evitando spropositati picchi di richiesta durante le accensioni.

In Figura 16 viene mostrata la distribuzione di temperatura negli stessi istanti, nel caso in cui venga fatta circolare una portata di bypass pari al 5% della portata di progetto. Si osserva che, grazie a questa soluzione, alle ore 15 la temperatura risulti uniforme e prossima a 5°C in tutta la rete.

In Figura 17 invece si riporta la domanda e la produzione di energia frigorifera. Si osserva che le due curve sono quasi coincidenti, in quanto le perdite termiche sono inferiori dell'1%.

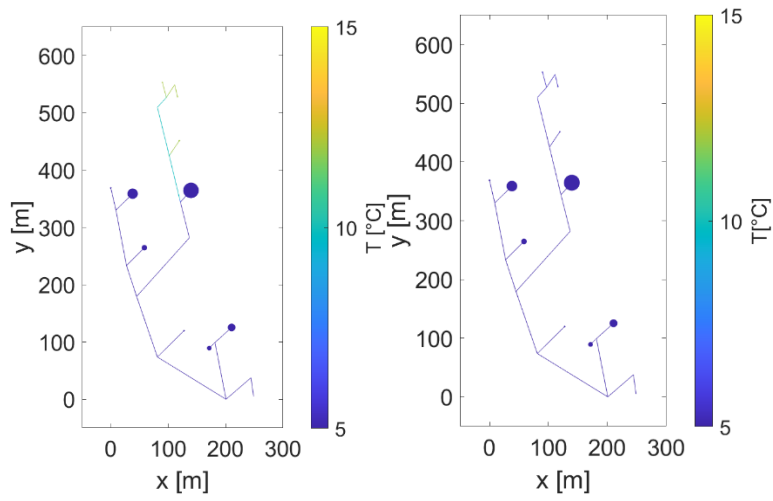


Figura 15 - Distribuzione di temperatura: a) 15 h ; b) 18 h

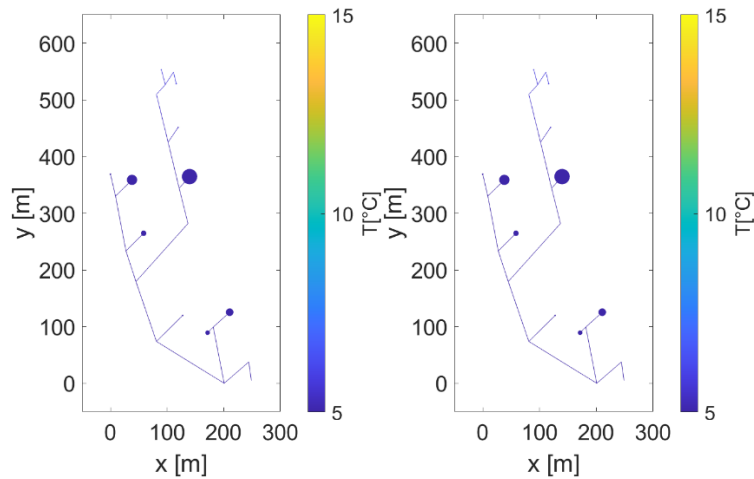


Figura 16 - Distribuzione di temperatura per rete con by-pass: a)15h; b) 18h.

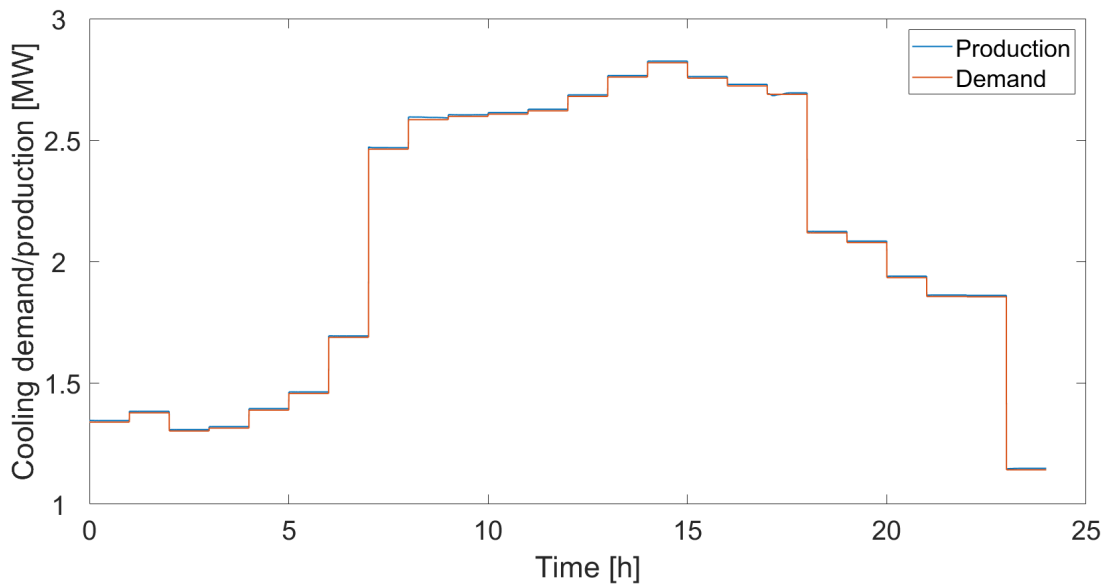


Figura 17 - Produzione e domanda frigorifera

5.2 Analisi economica

La rete in esame è alimentata da chillers raffreddati ad acqua, tramite torri evaporative. Il rendimento è quindi superiore rispetto a dei normali chillers raffreddati ad aria, ma è inferiore rispetto a dei chiller che invece utilizzano l'acqua di un bacino idrico o di un corso d'acqua. Il COP è stato pertanto assunto pari a 4.5. I risultati dell'analisi economica sono riportati in Figura 18. Paragonando i costi totali della rete con quelli del raffrescamento individuale, si osserva che l'investimento è maggiore per via dell'installazione della rete e delle sottostazioni. L'investimento relativo ai chillers è invece più basso, in quanto il costo per unità di taglia è inferiore per chiller industriali di grandi dimensioni. Complessivamente la rete in esame risulta più economica rispetto al raffrescamento individuale degli edifici, grazie al risparmio notevole che si ottiene sui costi operativi. Il costo complessivo della rete, che tiene conto sia dei costi operativi nel ciclo di vita che dei costi in investimento, ammonta a 5.8 M€, mentre nel caso di raffrescamento individuale il costo ammonta a 7 M€.

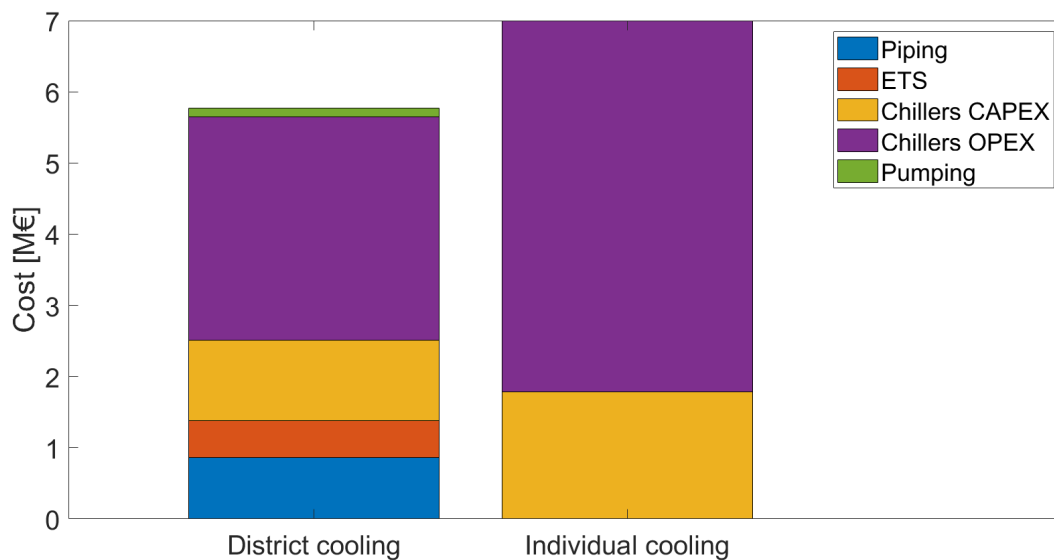


Figura 18 - Analisi economica

5.3 Analisi exergetica

In Figura 19 sono riportati i risultati dell'analisi exergetica. La risorsa in ingresso è energia elettrica sia per la rete di teleraffrescamento che per il raffrescamento individuale degli edifici. Nel primo caso l'exergia in ingresso è di 1.4 GWh per anno, mentre nel secondo è di 2.2 GWh annui. Con la soluzione di teleraffrescamento adottata è possibile quindi risparmiare il 36% di energia primaria. Dai risultati emerge anche che l'apporto exergetico necessario per alimentare le pompe di circolazione incide per il 3.7% del totale.

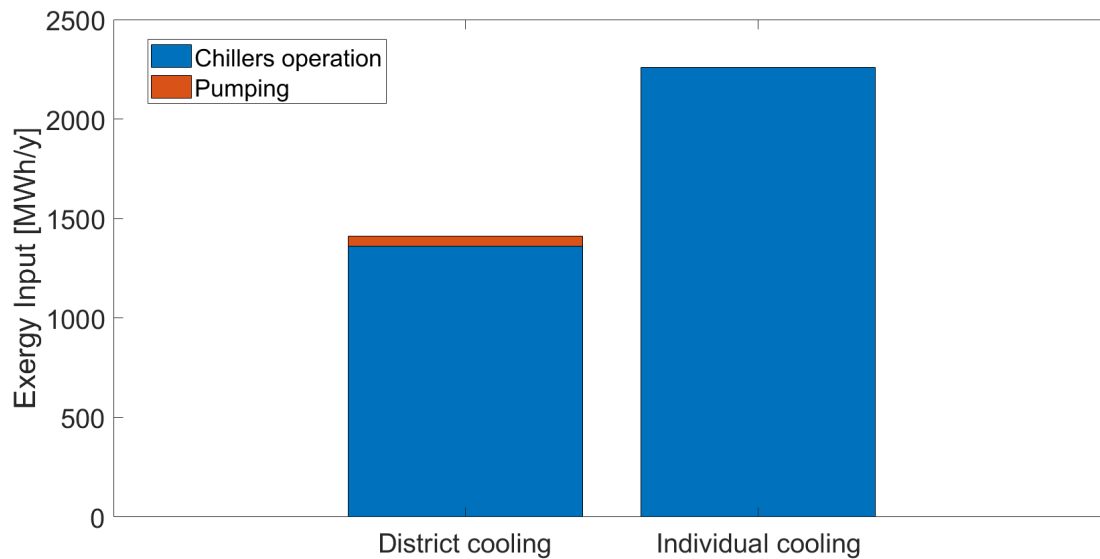


Figura 19 - Analisi exergetica

5.4 Analisi ambientale

In Figura 20 sono riportati i risultati relativi all’analisi ambientale in termini di emissioni annue di CO2. Per raffreddare individualmente gli edifici del caso in esame si emetterebbero 527 tonnellate annue di CO2. La rete di teleraffrescamento permette invece di abbassare le emissioni ad un valore di 326 tonnellate annue. Di queste, 13 tonnellate sono dovute al pompaggio, mentre le rimanenti sono relative all’alimentazione elettrica dei chillers.

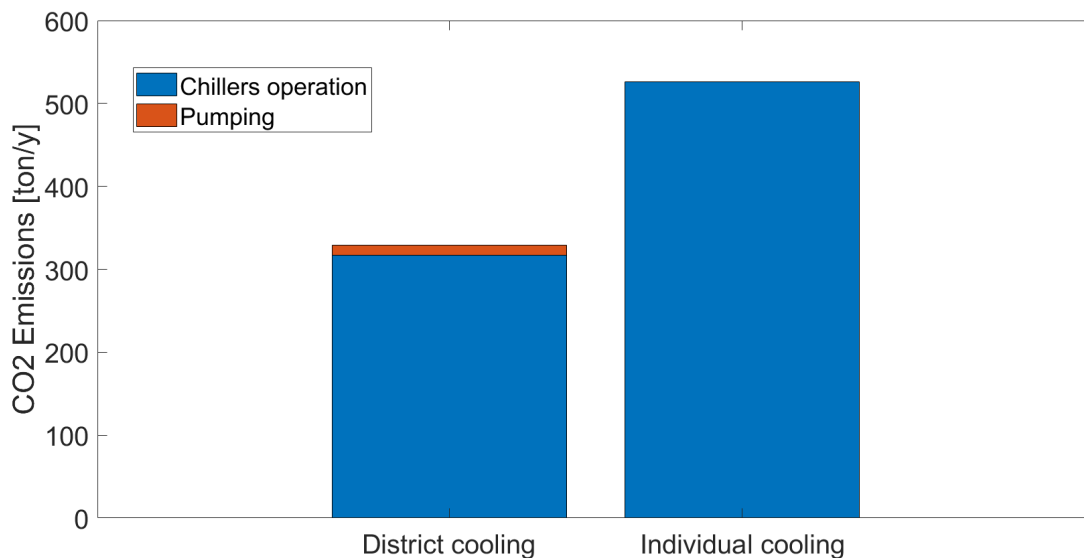


Figura 20 - Analisi ambientale

5.5 Considerazioni

Per quanto riguarda la gestione della rete, il contributo relativo ai costi di pompaggio non è trascurabile mentre le perdite termiche sono quasi nulle.

Una rete con topologia e richieste termiche come la rete di Ivrea risulta essere vantaggiosa dal punto di vista economico, avendo costi complessivi inferiori rispetto a soluzioni impiantistiche tradizionali installate singolarmente in ogni edificio. La rete comporta inoltre un beneficio dal punto di vista energetico ed ambientale permettendo una riduzione dei consumi e delle emissioni di quasi il 40%.

6 Caso Studio C: Ottimizzazione di una rete di teleraffrescamento

In questa sezione viene presentato il caso studio relativo ad una rete di teleraffrescamento non esistente, la cui topologia è ispirata a quella di una rete di distribuzione del teleriscaldamento di Torino (la stessa vista per la sezione A). Nella prima parte si effettua un'analisi della rete dal punto di vista termofluidodinamico, exergetico, ambientale ed economico. Nella parte successiva si mostreranno risultati del modello di ottimizzazione delle installazioni, illustrando come il potenziale di teleraffrescamento può aumentare grazie a questo strumento. Si effettuerà anche un confronto economico tra una rete con accumuli centralizzati e una con accumuli distribuiti. Infine, saranno mostrati gli effetti dell'accumulo sulla stabilità della rete elettrica, grazie all'implementazione di tecnologie di power-to-cool.

La rete in esame viene mostrata in Figura 21. È costituita da 64 utenze, la cui domanda viene soddisfatta totalmente da un unico chiller. Il fabbisogno di raffrescamento dei diversi edifici è stato calcolato tramite il modello dinamico realizzato nella scorsa annualità.

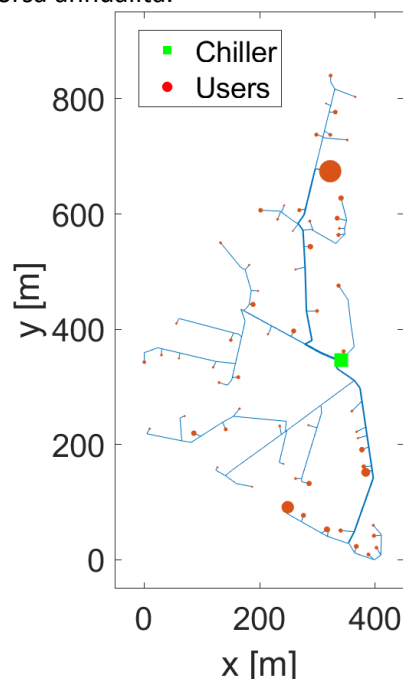


Figura 21 - Topologia della rete di teleraffrescamento

Le ipotesi considerate per la modellazione del caso studio sono le seguenti:

- La rete opera con temperature di mandata e ritorno rispettivamente pari a 5°C e 12°C, tipiche per una rete di teleraffrescamento
- I chillers sono raffreddati con acqua a 22°C e hanno un COP di 6.5, calcolato con l'eq. 2.10.
- Si considera un giorno di riferimento medio estivo e un numero di giorni di utilizzo pari a 60. I consumi sono quindi quelli per il giorno di riferimento moltiplicati per il numero di giorni di utilizzo.
- Il costo dell'elettricità è costante e pari a 150 €/MWh, in quanto questo varia nel tempo, durante i diversi periodi/orari, tra 50 €/MWh e 250 €/MWh.

6.1 Analisi termofluidodinamica

In Figura 22 si riporta la distribuzione di temperatura in due diverse ore. Nel primo caso, alle 5 di mattina sono ben visibili gli effetti del transitorio notturno, in quanto la rete in diversi tratti periferici ha raggiunto temperature prossime a quelle del terreno, a causa della poca inerzia termica dei tubi in questione. Alle ore

10, invece quando la rete si trova a regime, la temperatura è praticamente omogenea. Infatti, le perdite di rete sono limitate vista la prossimità della temperatura del fluido con quella del terreno.

In Figura 23 si riporta invece la distribuzione di temperatura nelle stesse ore, facendo circolare però una portata di by-pass nella rete nei momenti in cui la richiesta è nulla. In questo modo, la portata che circola non passa attraverso gli scambiatori di calore presso le utenze, ma viene fatta ricircolare attraverso la rete di ritorno. Si osserva che, in questo caso, il profilo di temperatura è praticamente identico nei due istanti. Grazie alla portata di by-pass la temperatura nella rete viene mantenuta bassa anche durante le ore notturne, in cui non vi è richiesta di raffrescamento. In questo modo non appena le utenze si attivano, la rete è in grado di soddisfare la richiesta, contrariamente al caso senza by-pass, in cui la rete ha bisogno di un certo periodo per poter raggiungere il livello di temperatura richiesto.

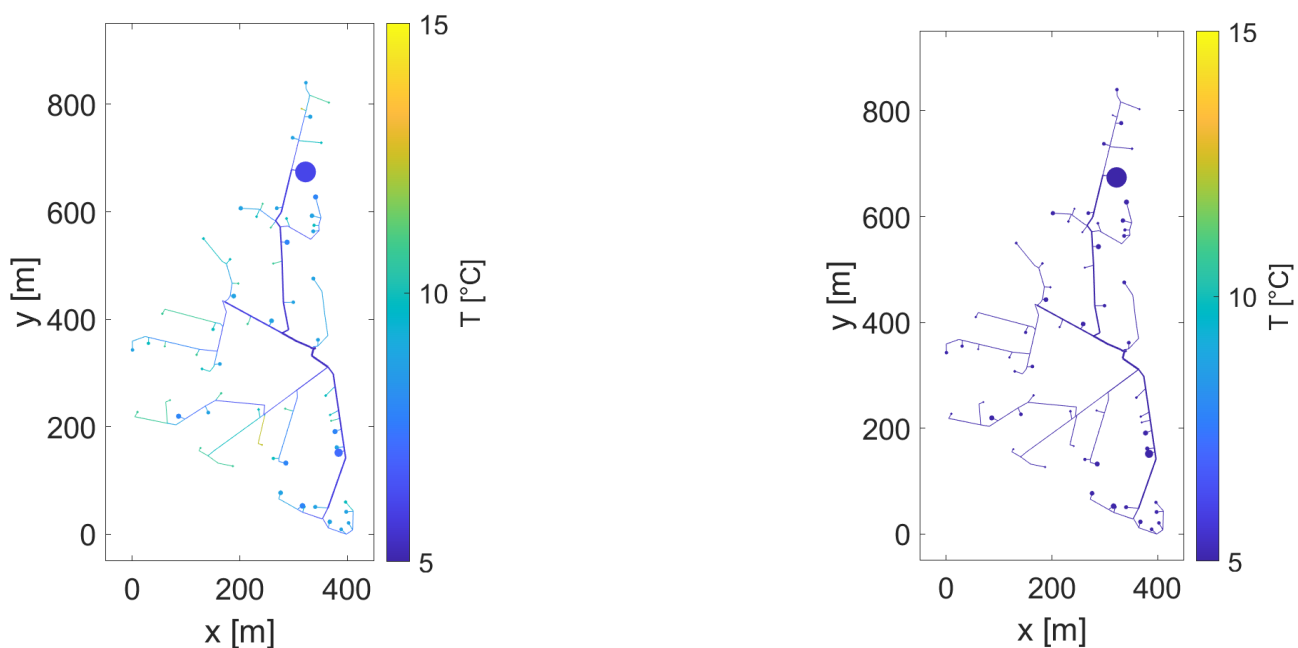


Figura 22 - Distribuzione di temperatura senza by-pass: a) 5 h; b) 10 h

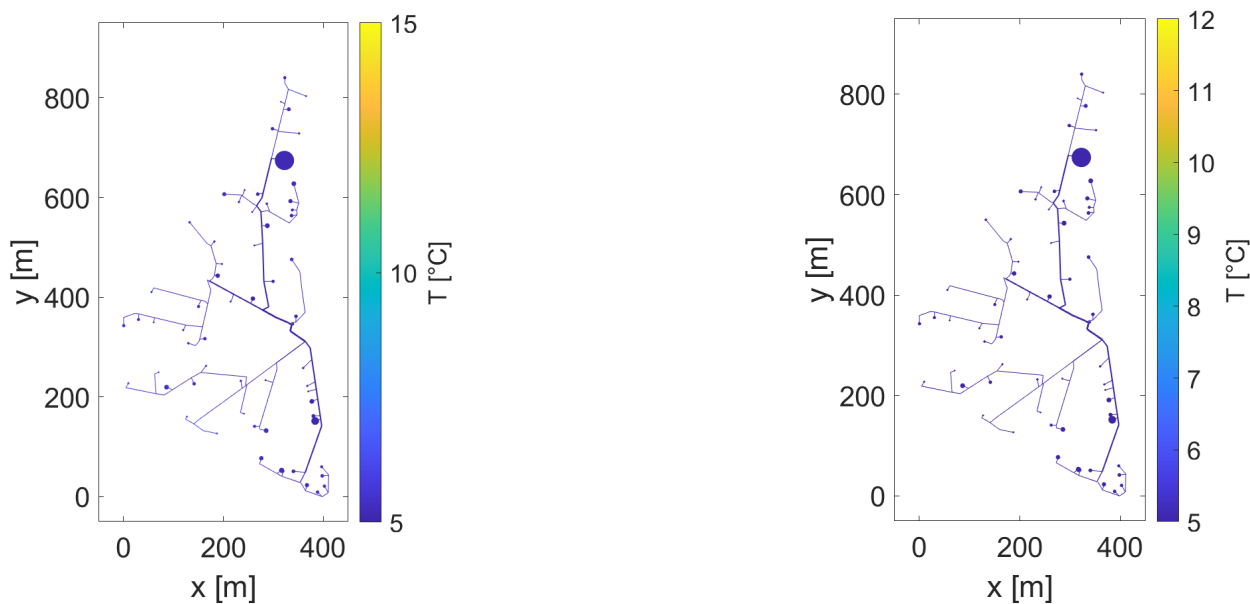


Figura 23 - Distribuzione di temperatura con by-pass: a) 5 h; b) 10 h.

In Figura 24 si mostra invece la potenza termica prodotta dalla centrale e quella richiesta dalle utenze. In condizioni di regime, le due sono quasi coincidenti, a causa delle ridotte perdite termiche. Si può notare che

la produzione non è mai nulla, a causa della portata di by-pass che viene fatta circolare anche nelle ore in cui non vi è richiesta. Inoltre, in alcuni momenti la domanda è superiore alla produzione, in quanto per effetto della portata di by-pass, la rete di ritorno si raffredda e raggiunge temperature inferiori rispetto ai 12°C previsti. Nel momento in cui vi è nuovamente richiesta, il salto termico che deve operare il chiller è quindi inferiore poiché la rete di ritorno è già fredda. In altre parole, la rete di ritorno si comporta come un accumulo termico.

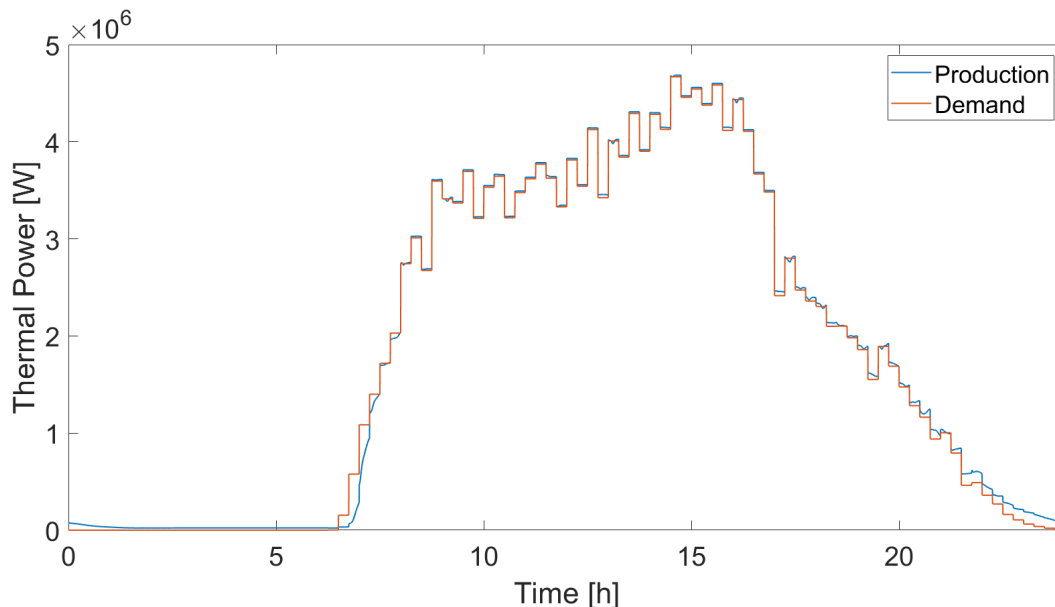


Figura 24- Produzione e richiesta frigorifera

La rete è stata simulata anche secondo l'ipotesi di quasi-stazionarietà, in cui ogni istante di tempo è considerato indipendente dagli altri. Si risolvono quindi i diversi istanti in regime di stazionarietà.

In Figura 25 si confrontano le perdite termiche che risultano da una simulazione dinamica e da una in regime di quasi-stazionarietà. Nel caso di modello quasi stazionario, le perdite ammontano a circa lo 0.6%, mentre per il transitorio sono di circa l'1%. In entrambi i casi, sono trascurabili, in quanto in termini di costo totale, il contributo delle perdite termiche è dello 0.1%. Pertanto, la rete può essere simulata anche con il modello quasi-stazionario dando risultati simili a quelli ottenuti con una simulazione dinamica in termini energetici.

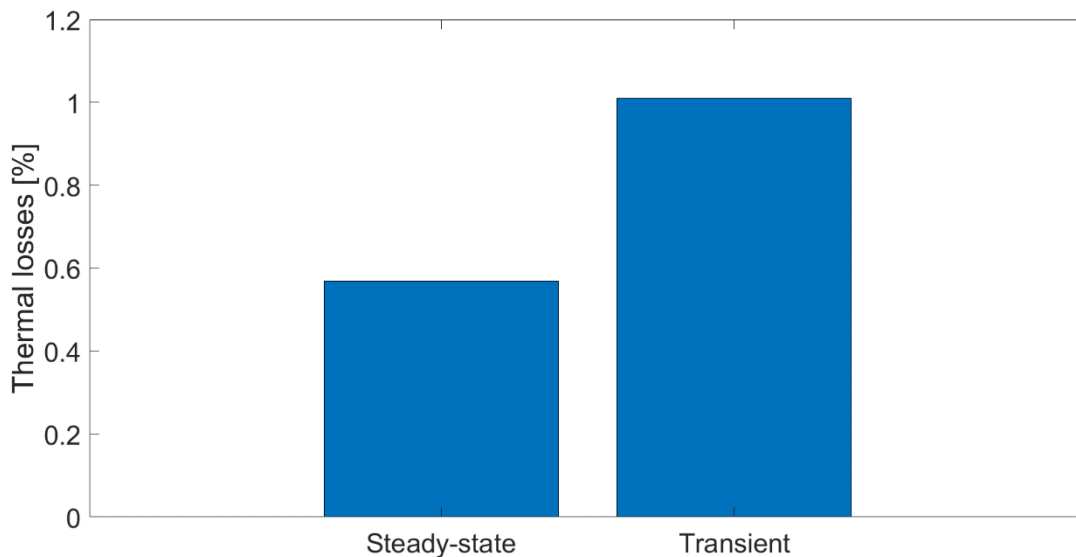


Figura 25 - Perdite termiche

6.2 Analisi economica

In Figura 26 sono riportati i risultati dell'analisi economica per la rete considerata. Si osserva che in questo caso la rete di teleraffrescamento considerata non risulta conveniente rispetto al raffrescamento individuale. Il risparmio che si ottiene grazie alle maggiori prestazioni di chiller centralizzati non è quindi tale da bilanciare i costi iniziali maggiori. Per la rete in esame, infatti i costi totali ammontano a 7.09 M€, mentre per la soluzione con raffrescamento individuale ammontano a 5.77 M€. In particolare, i costi investimento della rete risultano di 6.03 M€, che corrispondono a circa l'85% dei costi totali. I costi per le tubazioni e le sottostazioni sono quelli che incidono maggiormente. Inoltre, i costi di pompaggio non sono trascurabili e ammontano al 15% dei costi operativi. Per quanto riguarda invece le perdite termiche, come già premesso queste ammontano a circa l'1% dei costi operativi dei chillers, i quali costituiscono il 13% dei costi totali. Le perdite termiche, di conseguenza, rappresentano solo lo 0.1% dei costi totali, confermando quindi la loro trascurabilità dal punto di vista economico.

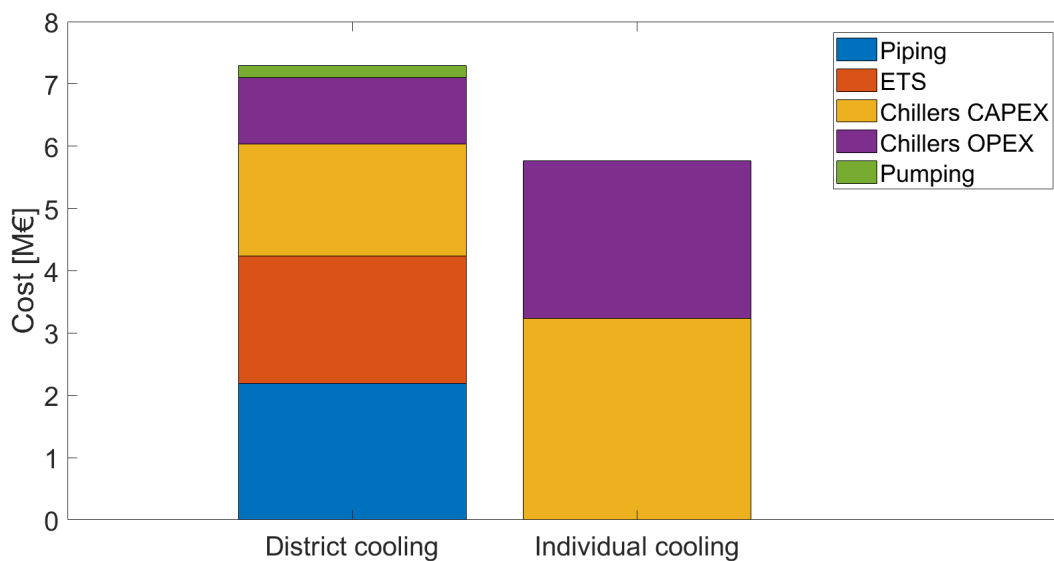


Figura 26 - Analisi economica

6.3 Analisi exergetica

I risultati dell'analisi exergetica sono riportati in Figura 27. Nel caso di raffrescamento individuale di tutte le utenze, l'exergia in ingresso alla rete è di 923 MWh all'anno. Se invece le utenze fossero tutte collegate alla rete di teleraffrescamento, vi sarebbe un risparmio nei consumi di circa il 50%. La rete considerata consumerebbe quindi 447 MWh all'anno, di cui 52 MWh per alimentare le pompe di circolazione e la restante parte per l'alimentazione dei chiller.

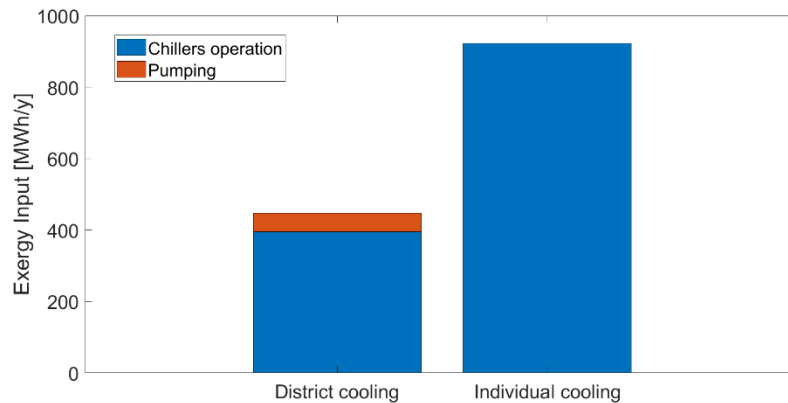


Figura 27 - Analisi exergetica

6.4 Analisi ambientale

I risultati dell'analisi ambientale sono riportati in Figura 28. In caso di raffrescamento individuale l'impatto ambientale in termini di emissioni di CO2 sarebbe di 215 tonnellate annue, mentre per una rete di teleraffrescamento sarebbe di 104 tonnellate annue. Inoltre, 92 tonnellate sono da attribuire alle pompe di calore, mentre le restanti 12 tonnellate sono dovute al pompaggio.

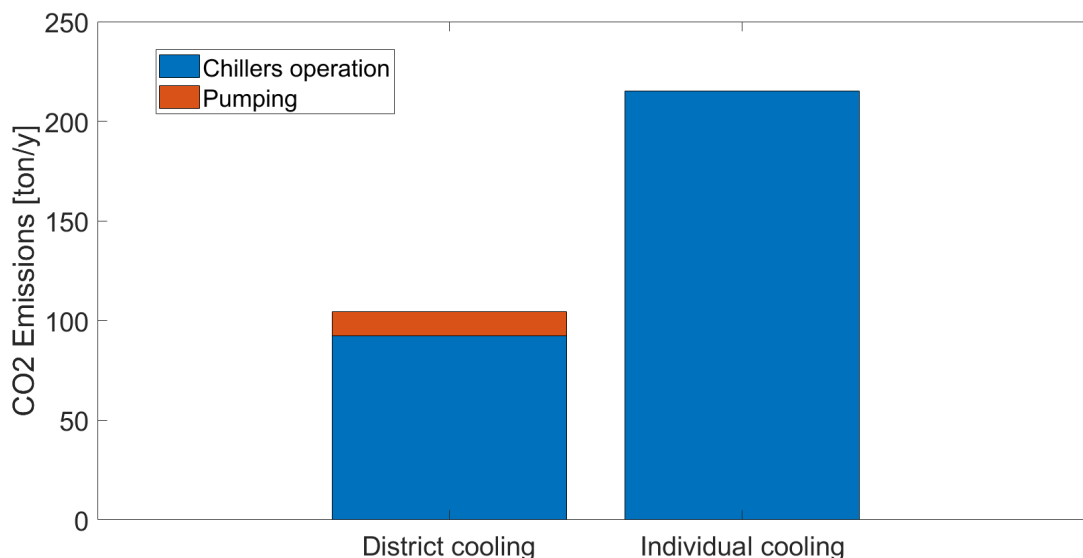


Figura 28 - Analisi ambientale

6.5 Ottimizzazione delle installazioni

Dai risultati delle analisi emerge che grazie alla rete di teleraffrescamento considerata è possibile ottenere risparmi di circa il 50% in termini di consumi energetici e di emissioni. Dal punto di vista economico, invece, la rete non risulta conveniente per via dei maggiori costi di investimento della rete e delle sottostazioni. Se la tecnologia venisse incentivata come viene fatto per altre tecnologie innovative che portano vantaggi

ambientali, sarebbe possibile abbattere i costi e il teleraffrescamento risulterebbe maggiormente competitivo anche dal punto di vista economico. Senza queste incentivazioni, per il caso in esame, la rete considerata risulta troppo estesa per la quantità di energia frigorifera che viene effettivamente richiesta dalle utenze. Per il caso considerato esistono comunque delle configurazioni alternative di rete di teleraffrescamento che risulterebbero invece convenienti. Ciò verrà dimostrato tramite il modello di ottimizzazione delle installazioni spiegato in dettaglio nella sezione 3. Sono state considerate tre possibili posizioni di centrali di produzione e otto possibili accumuli lungo la rete, come mostrato in Figura 29.

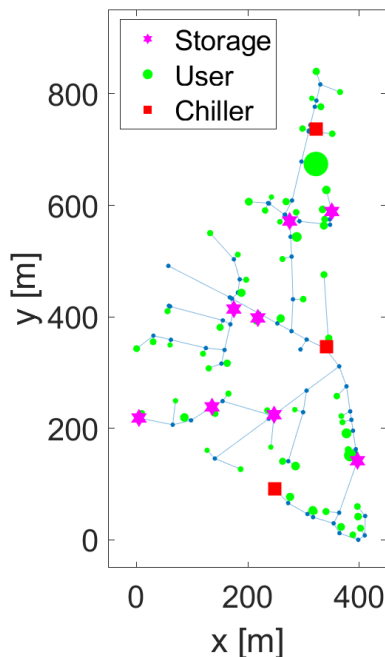


Figura 29 - Set di possibili rami, centrali, accumuli e utenze

Le utenze sono raggruppate in clusters sulla base della loro posizione nella rete. In Figura 30 sono mostrati i diversi clusters di utenze, quando $k=20$. I punti in rosso rappresentano le utenze, mentre quelli in blu sono i nodi intermedi. Il problema ha quindi 23 variabili, di cui 20 sono relative ai clusters di utenze e 3 sono relative ai collegamenti tra accumuli e centrali.

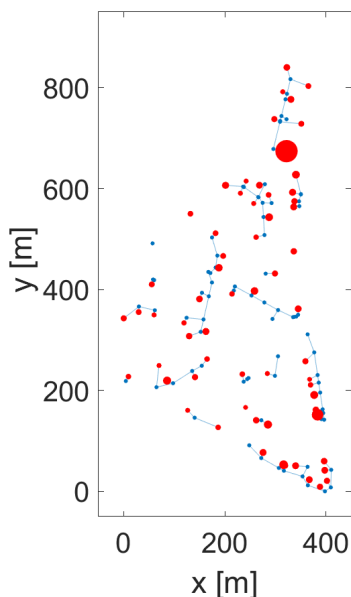


Figura 30 - Clusters di utenze con $k=20$

I risultati dell'algoritmo, descritto in Sezione 3.2 vengono mostrati in Figura 31. Il tempo di calcolo è di 6 minuti su un pc con processore Intel® i7-10510 da 1.8 GHz. Si osserva che la soluzione consiste in una rete di dimensioni modeste, alimentata da un accumulo e un chiller. Non è un risultato così sorprendente in quanto se venissero connesse più utenze, i costi di investimento aumenterebbero per le maggiori distanze, mentre i risparmi nei costi operativi non varierebbero significativamente a causa dalla bassa richiesta delle poche utenze aggiuntive che verrebbero collegate. La rete proposta come soluzione verrebbe infatti realizzata nella zona con la più alta densità energetica. Le altre aree mostrate presentano utenze sparse e il fabbisogno energetico risulta meno concentrato. In queste aree è quindi meno conveniente l'installazione di una rete di teleraffrescamento, poiché il risparmio nei costi operativi non sarebbe sufficientemente elevato da bilanciare i maggiori costi di investimento.

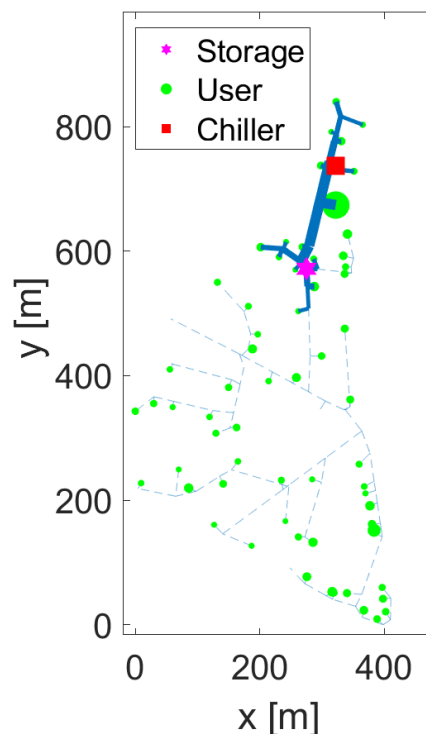


Figura 31 - Soluzione di teleraffrescamento ottimale

In Figura 32 si riporta un confronto in termini economici tra questa soluzione ottimizzata e quella in cui non è presente alcuna rete di teleraffrescamento. I costi totali della soluzione ottimizzata ammontano a 5.57 M€, quindi rispetto al raffrescamento individuale di tutte le utenze, sono inferiori del 3.5%. I costi di investimento risultano maggiori, ma sono comunque limitati, grazie alla ridotta estensione della rete realizzata. Il costo principale è quello relativo all'installazione dei chillers, che incide per il 70% nella soluzione ottimizzata e per il 56% nella soluzione convenzionale. Il costo dell'accumulo incide invece per solo lo 0.9% del costo totale, portando però sensibili vantaggi per quanto riguarda gli altri costi di investimento. Risulta quindi evidente quanto sia importante disporre di uno strumento di ottimizzazione in fase di progettazione di una rete di teleraffrescamento. Senza di esso, infatti, come si è visto con le analisi precedenti si rischierebbe di costruire una rete non vantaggiosa dal punto di vista economico, che non potrebbe competere con le tecnologie convenzionali, nonostante i risparmi in termini energetici e di emissioni.

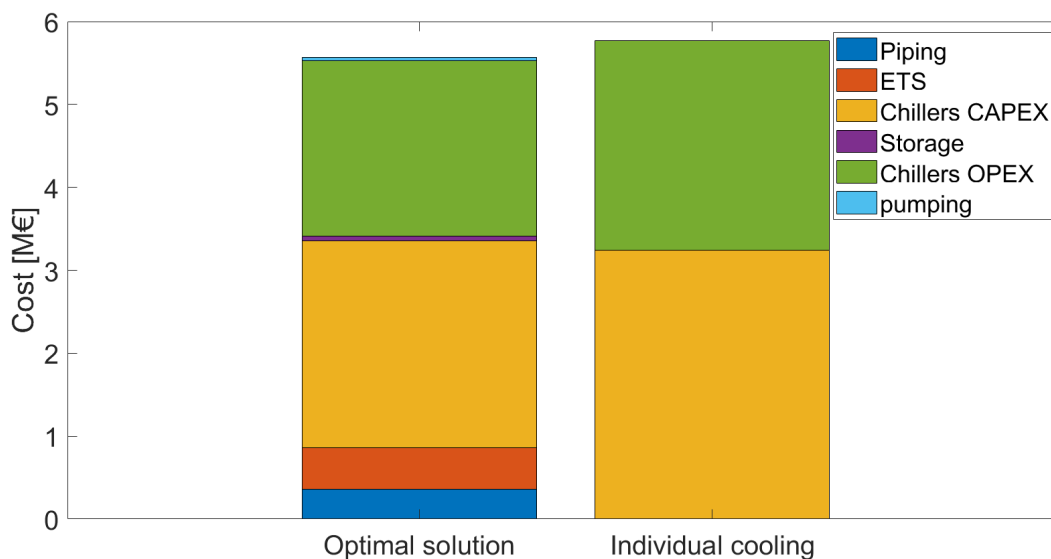


Figura 32 - Analisi economica della soluzione ottimale

6.6 Confronto tra accumuli centralizzati e decentralizzati

Si è visto come l’algoritmo di ottimizzazione permetta di realizzare una rete più conveniente dal punto di vista economico, scollegando le utenze troppo lontane, decidendo dove posizionare le centrali e gli accumuli e selezionandone le relative taglie. In questa parte, il modello semplificato è stato utilizzato per confrontare una rete con accumuli centralizzati ed una con accumuli distribuiti, installati presso le singole utenze. In Figura 33 si riporta la rete ottimale risultante nel caso in cui gli accumuli siano installati presso le singole utenze. Si può notare che la soluzione ottimale consista nel collegare molte più utenze e con un’unica rete, alimentata da tre centrali. Grazie all’utilizzo di accumuli decentralizzati è stato quindi possibile collegare più edifici e realizzare una rete più estesa. Gli accumuli hanno infatti permesso di diminuire i costi di connessione delle diverse utenze, in quanto grazie ad essi è possibile installare sottostazioni di taglia inferiore.

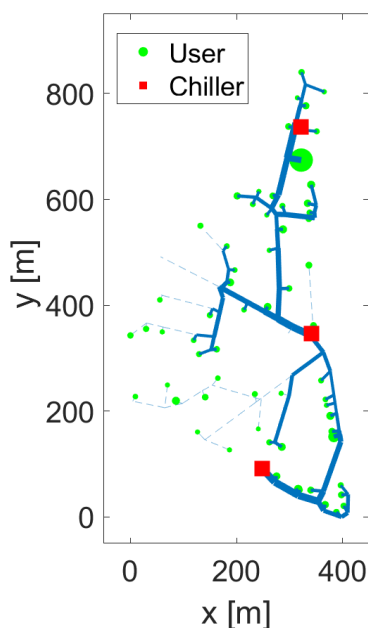


Figura 33 - Rete ottimale con accumuli decentralizzati presso le utenze

Per quanto riguarda il confronto economico tra accumuli distribuiti e centralizzati, i risultati sono mostrati in Figura 34. I costi di investimento totali sono leggermente superiori nella soluzione costituita da accumuli decentralizzati, poiché questa è caratterizzata da maggiori utenze connesse e una lunghezza complessiva maggiore. Inoltre, il costo di realizzazione dell'accumulo è aumentato e costituisce l'8% del totale. I costi di realizzazione dei chillers e i costi operativi sono invece inferiori nella soluzione con accumuli decentralizzati. Inoltre, i costi operativi sono complessivamente minori in caso di accumuli centralizzati, grazie al numero maggiore di utenze connesse. Occorre però evidenziare che essendo la rete più estesa, il costo per il pompaggio superiore rispetto alla soluzione di accumuli distribuiti. In generale però l'installazione di accumuli decentralizzati ha favorito la realizzazione della rete, poiché sono state connesse più utenze e il costo totale è diminuito del 9%.

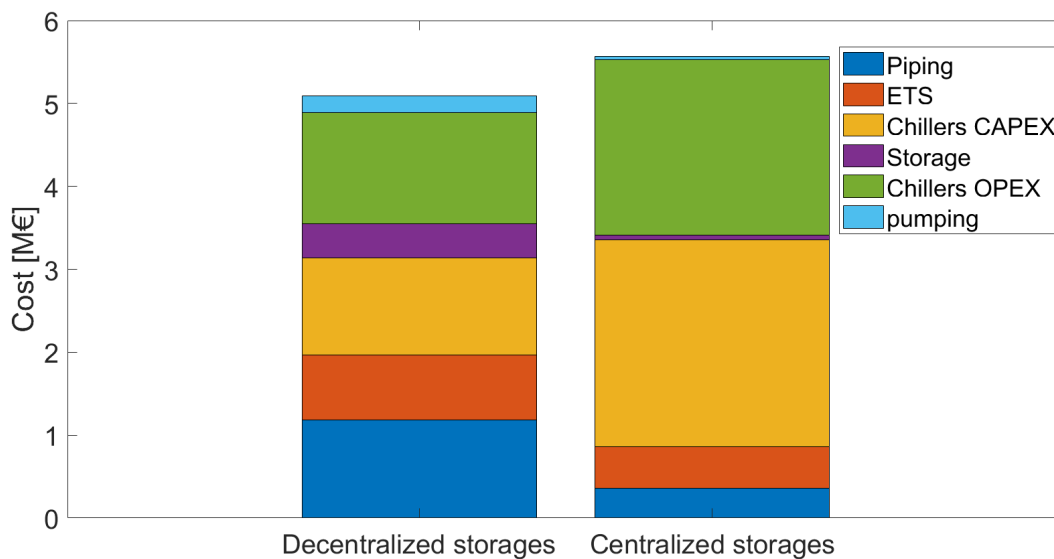


Figura 34 - Confronto economico tra accumuli centralizzati e decentralizzati

6.7 Accumulo termico come soluzione Power-to-cool

Nei paragrafi precedenti si è osservato che grazie all'accumulo termico i costi di investimento possono diminuire sensibilmente. In questa parte si vogliono analizzare invece i vantaggi che può portare l'accumulo dal punto di vista della stabilità della rete elettrica e dei costi operativi.

In Figura 35 si riporta la domanda complessiva di raffreddamento delle utenze connesse, la produzione costante dei chillers e il profilo tipico di energia elettrica invenduta a livello nazionale durante una giornata estiva, estratto dal portale del Gestore Mercati Energetici (GME) [35]. Si osserva che nelle ore notturne la richiesta di raffreddamento è nulla, mentre vi è una maggiore quantità di energia invenduta. Grazie alla presenza dell'accumulo, i chiller hanno produzione costante e sono attivi ugualmente nelle ore notturne, permettendo un abbassamento dei picchi nelle ore di maggior richiesta e rendendo, di conseguenza, maggiormente stabile la rete elettrica. Ciò permetterebbe anche di facilitare l'integrazione con fonti rinnovabili intermittenti, quali fotovoltaico ed eolico. Infatti, i chiller della rete di teleraffreddamento possono essere operati come tecnologie power-to-cool, azionandosi nei momenti di eccesso di produzione di energia elettrica e l'energia frigorifera prodotta verrebbe accumulata per essere utilizzata nelle ore di maggiore richiesta. Questa soluzione oltre a stabilizzare la rete elettrica e a facilitare l'integrazione di fonti rinnovabili nella rete permette anche di aumentare i risparmi in termini di costi operativi. Nelle analisi effettuate finora, il prezzo dell'energia elettrica è stato considerato costante per semplicità, ma in realtà questo varia durante il giorno in base alla richiesta, essendo più basso nelle ore notturne e più alto durante i picchi di domanda. In Figura 36 viene riportato il prezzo orario dell'energia elettrica, la domanda di raffreddamento e la produzione

costante dei chiller. Sono stati quindi calcolati i costi operativi giornalieri legati all'alimentazione dei chillers con la rete elettrica, nel caso di assenza e presenza di accumuli. L'eq. 6.1 riporta la formula con la quale sono stati valutati questi costi operativi in entrambi i casi.

$$C_{op,chillers} = \sum_t c_{el}(t) * Q_{chiller}(t) / COP * \Delta t$$

(6.1)

Dove $c_{el}(t)$ è il costo dell'elettricità al generico istante t , mentre $Q_{chiller}(t)$ è la potenza all'istante t . In assenza di accumulo, i chillers devono seguire il profilo di domanda istante per istante, mentre con grazie all'accumulo, producono costantemente la stessa potenza, anche nei momenti in cui non c'è richiesta. In questo modo si acquista energia elettrica per produrre energia frigorifera e accumularla nei momenti in cui è più economica, permettendo un maggiore risparmio nei costi operativi, oltre ad un abbassamento dei picchi di richiesta. In Figura 37 si mostra il confronto in termini di costi operativi tra il caso con accumulo e il caso senza accumulo, in cui la produzione ha lo stesso andamento della domanda.

Senza accumulo il costo operativo giornaliero per la produzione di energia frigorifera sarebbe di 469€, mentre grazie all'utilizzo dell'accumulo utilizzato come soluzione power-to-cool, sarebbe di 439 €, circa il 6.4% in meno.

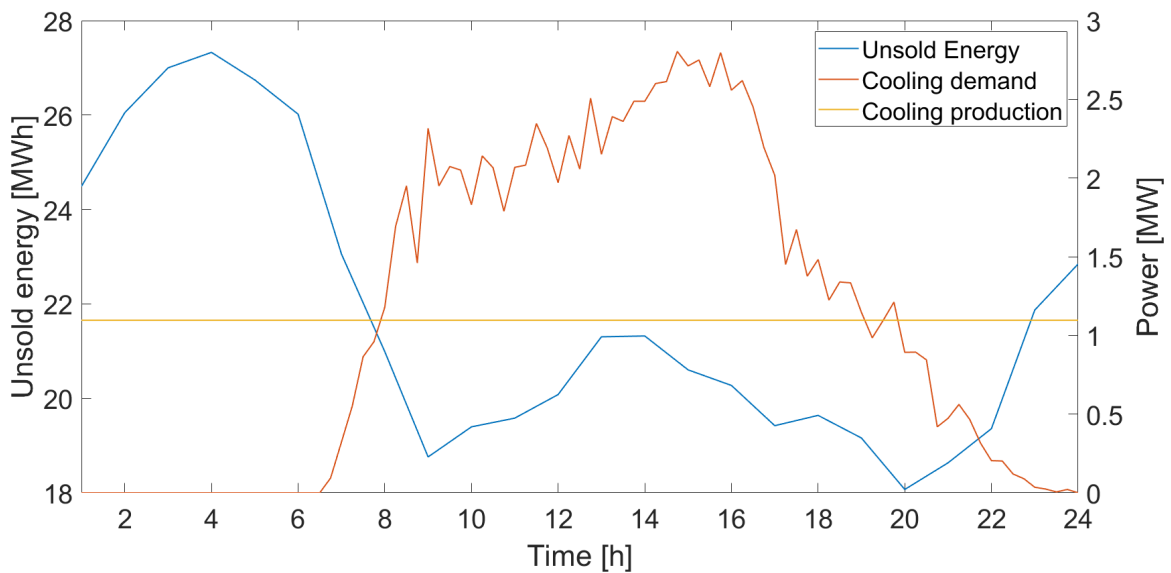


Figura 35 - Volumi di elettricità invenduta e domanda di raffreddamento

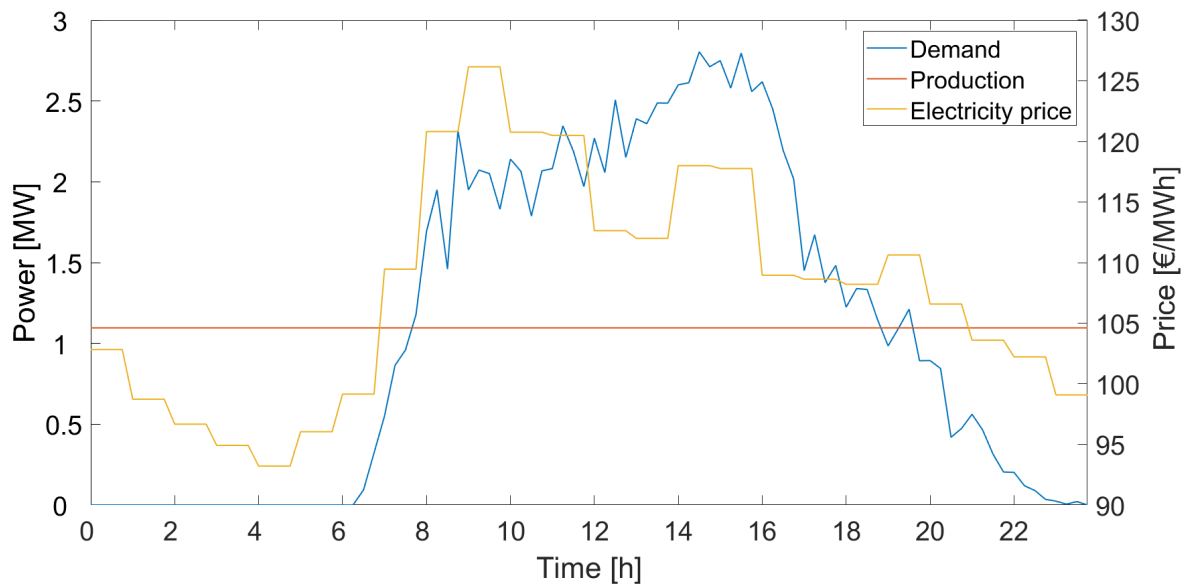


Figura 36 - Prezzo dell'energia elettrica e domanda di raffrescamento

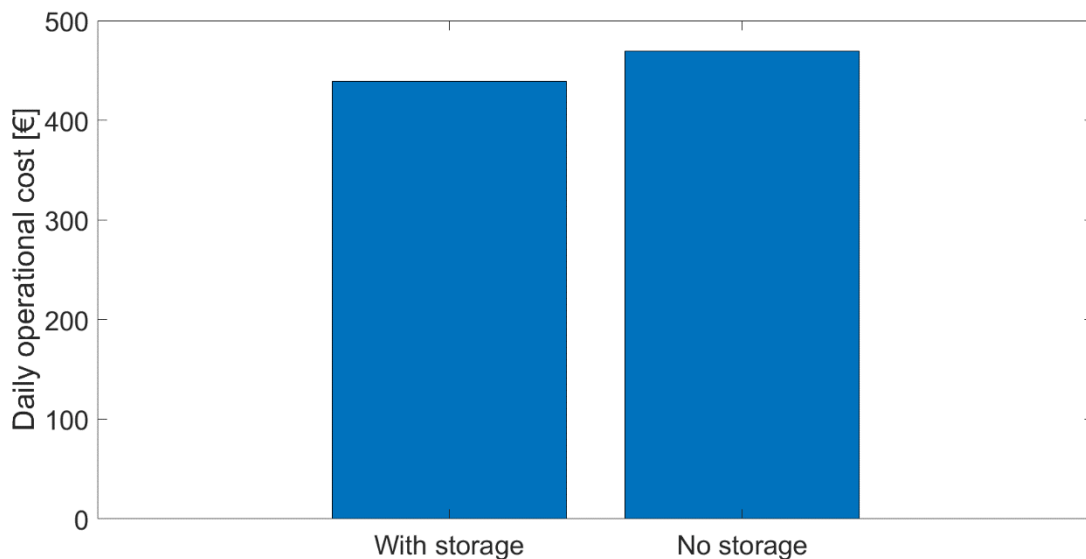


Figura 37 – Costi operativi in presenza e in assenza di accumulo termico

6.8 Integrazione di idonei impianti e terminali di raffrescamento

In questa sezione viene presentata un'ulteriore analisi sul caso in esame, introducendo il costo per l'installazione di terminali di raffrescamento. Questi, infatti, andrebbero tenuti in considerazione in quei casi in cui negli edifici non vi siano impianti e terminali preesistenti o sufficientemente adeguati. Per una rete di teleraffrescamento, l'impiantistica necessaria è infatti differente rispetto a quella per un sistema di raffrescamento tradizionale. Nell'analisi effettuata si è pertanto considerato di installare ventilconvettori negli edifici connessi a reti di teleraffrescamento e split in edifici raffrescati individualmente. Nel primo caso il costo di investimento per superficie raffrescata è di 16.22 €/m², mentre per il secondo è di 12.35 €/m²[36]. In Figura 38 si riportano i risultati dell'ottimizzazione effettuata con questi parametri. Si osserva che la soluzione è molto simile rispetto a quella già ottenuta con il modello iniziale, dove i costi dei terminali non venivano considerati.

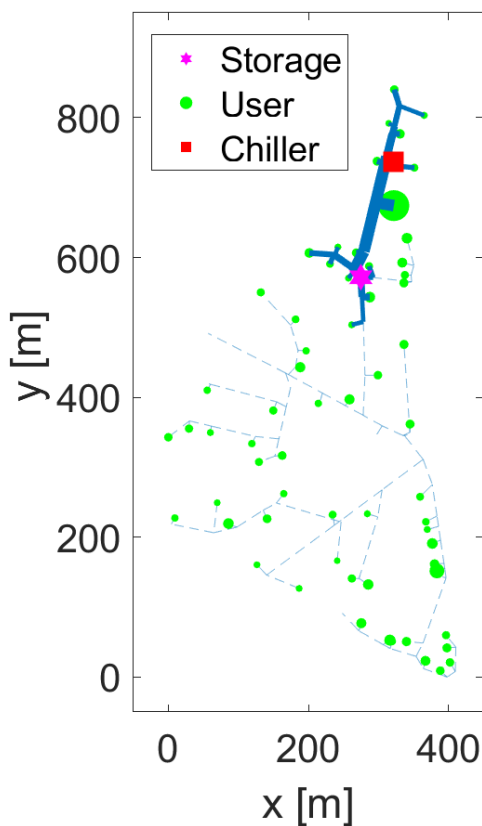


Figura 38 - Soluzione ottimale

Il dettaglio dei risultati economici dell’ottimizzazione viene mostrato in Figura 39. Il costo di installazione dei terminali di raffreddamento incide per il 22% del costo totale nel caso della soluzione ottimale. Nel caso di impianti e terminali di raffreddamento da costruire ex novo, il teleraffreddamento continua ad essere la soluzione ottimale, ma il risparmio economico è quasi nullo, a causa dei maggiori costi di investimento.

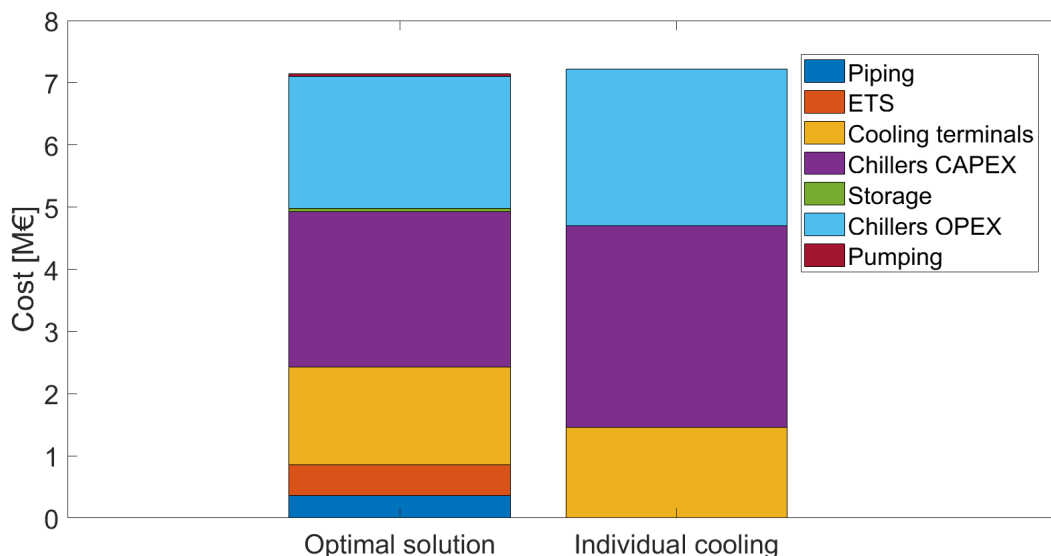


Figura 39 - Risultati economici relativi all'integrazione di teleraffreddamento con idonei impianti e terminali di raffreddamento

6.9 Teleraffrescamento in aree a bassa densità energetica

I costi di investimento in una rete di teleraffrescamento sono più elevati rispetto a soluzioni più tradizionali. Per questo motivo, affinché una rete sia fattibile dal punto di vista economico, è necessario che questi costi vengano compensati da maggiori risparmi in termini di costi operativi. Aree ad alta densità energetica sono più indicate per l'installazione di reti di teleraffrescamento rispetto ad aree caratterizzate da edifici a basso consumo, come quelle di nuova costruzione. Una domanda che ha senso porsi è quindi se una rete sia conveniente anche in aree caratterizzate da edifici di nuova costruzione o sui quali sono stati effettuati interventi di riqualificazione energetica. Lo stesso discorso vale anche per le fasce climatiche, in quanto a basse latitudini il fabbisogno di climatizzazione estiva è maggiore rispetto a latitudini maggiori.

In questa parte viene quindi analizzato il caso studio in esame, ipotizzando però che sia costituito da edifici a basso consumo. Il modello di calcolo dei fabbisogni è stato quindi utilizzato per ricalcolare la domanda di questi edifici, per poi essere usati come dati in ingresso nel modello di ottimizzazione delle installazioni. In particolare, è stata ridotta la trasmittanza delle pareti e delle finestre, considerando come valori medi $0.23 \text{ W/m}^2/\text{K}$ per le pareti opache e $1.1 \text{ W/m}^2/\text{K}$ per le finestre. In Figura 40 si riporta la domanda frigorifera complessiva della rete costituita da edifici con queste caratteristiche.

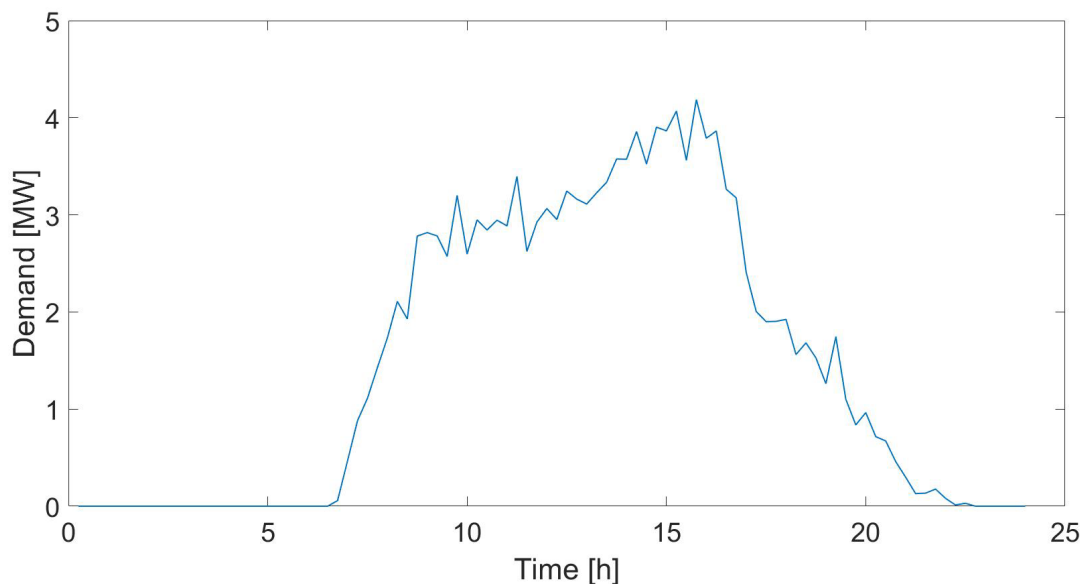


Figura 40 - Domanda di raffrescamento di una rete con edifici a basso consumo

In Figura 41 si riporta invece la soluzione che si ottiene tramite il modello di ottimizzazione delle installazioni. Si osserva che la rete è molto simile a quella già ottenuta nel caso standard.

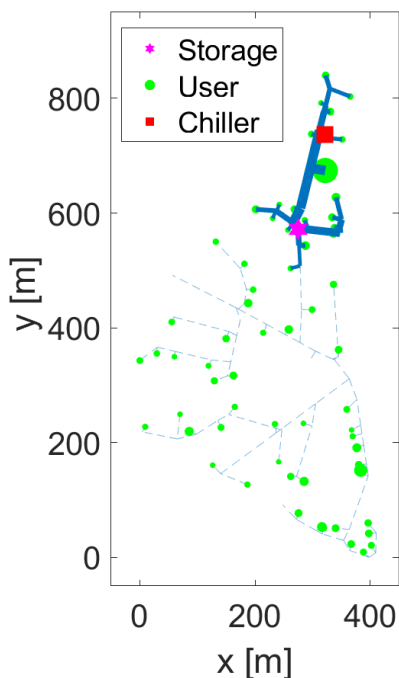


Figura 41 - Teleraffrescamento ottimale per edifici a basso consumo

In Figura 42 vengono invece mostrati nel dettaglio i costi della soluzione ottimale e vengono paragonati con quelli che si avrebbero se tutte le utenze fossero alimentate individualmente.

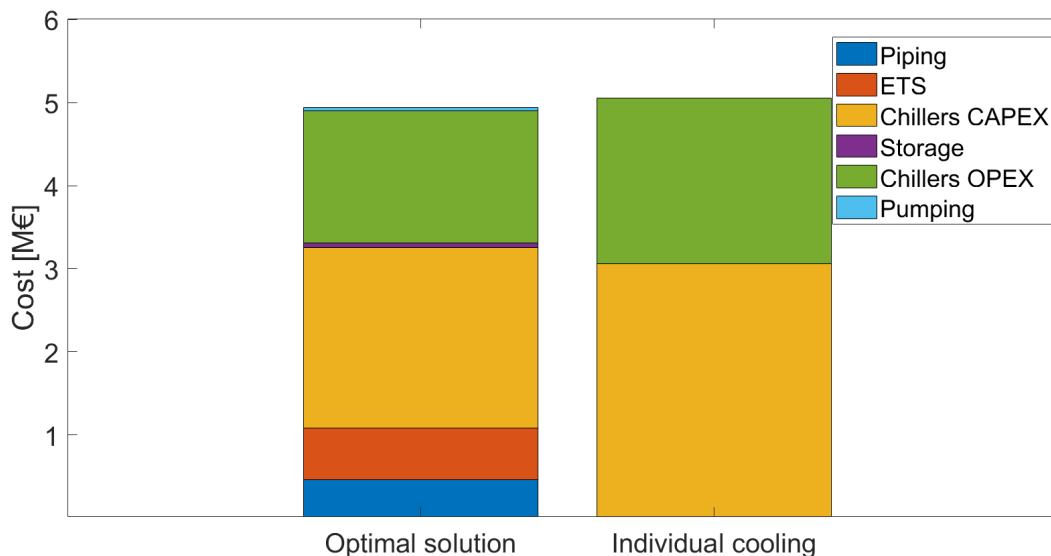


Figura 42 - Analisi economica della rete ottimale

In questo caso il risparmio economico della soluzione ottimale rispetto al raffreddamento individuale di tutte le utenze è di circa il 2%. Ciò dimostra per il caso in esame che anche se gli edifici fossero di nuova costruzione e, quindi, maggiormente efficienti, converrebbe comunque installare due reti di teleraffrescamento, nonostante la domanda e la densità energetica sia inferiore. Nella sezione successiva si investigherà sui valori limite di densità energetica che una rete di teleraffrescamento deve avere per risultare conveniente, analizzando anche esempi di reti con edifici riqualificati e localizzati in diverse fasce climatiche.

7 Caso studio D: Analisi di sensitività

Nei casi studio precedenti si è osservato che una rete di teleraffrescamento può essere una valida alternativa al raffrescamento tradizionale degli edifici solamente se persistono determinate condizioni. In particolare, se le utenze sono disperse e lontane fra loro, una rete di teleraffrescamento che le collega tutte può risultare sconveniente per via degli elevati costi di investimento. Inoltre, la volumetria e le caratteristiche termofisiche degli edifici da collegare incidono sulla convenienza economica della rete. In particolare, risulta più conveniente connettere edifici grandi ed energivori. Per quanto riguarda edifici di nuova costruzione o sui quali si sono effettuati retrofit e ristrutturazioni, localizzati ad alte latitudini, il teleraffrescamento è sicuramente meno competitivo, ma se la densità energetica è sufficientemente elevata possono comunque essere installate reti convenienti economicamente. In letteratura si trovano diverse soglie minime di densità energetica lineare, ossia il rapporto tra consumo annuo e lunghezza complessiva della rete, per reti di teleraffrescamento e teleriscaldamento, che variano tra 1 MWh/m e 4 MWh/m [18] – [20]. Essendo quindi altamente variabili, in questa sezione si vuole presentare un'analisi di sensitività su diversi casi studio al fine di determinare i fattori che influenzano maggiormente queste soglie.

Sono state considerate due diverse topologie di rete, mostrate in Figura 43. Entrambe sono state ottenute applicando il modello di ottimizzazione delle installazioni ad altre reti di partenza più estese. In Figura 43 mostrano infatti anche le utenze non connesse. Per ognuna di queste reti sono stati considerati due possibili scenari. Uno, che tende a favorire l'installazione di una rete di teleraffrescamento e uno che tende invece a sfavorirla.

Nel primo scenario sono state effettuate le seguenti ipotesi:

- costo dell'elettricità pari a 150€/MWh;
- richiesta di raffrescamento per due mesi all'anno;
- chiller raffreddati direttamente ad acqua a 22°C e COP pari a 6.5.

Nel secondo scenario invece le ipotesi sono:

- costo dell'elettricità pari a 50€/MWh, che è il valore minimo che si osserva nel mercato elettrico;
- costi di investimento aumentati conservativamente del 50%
- richiesta di raffrescamento per quattro mesi all'anno
- COP dei chiller pari a 4.5

I casi studio sono quindi quattro in totale, ottenuti combinando topologie e scenari, come mostrato in Tabella 5.

Tabella 6 - Casi studio considerati

	<i>Topologia 1</i>	<i>Topologia 2</i>
<i>Scenario 1</i>	Caso 1	Caso 2
<i>Scenario 2</i>	Caso 3	Caso 4

Per ciascun caso studio l'analisi di sensitività è stata effettuata variando la lunghezza della rete e i consumi annui. La lunghezza della rete è stata modificata mantenendo invariate le proporzioni tra i diversi rami e la forma della rete. Lo stesso è stato fatto sui consumi annui, in quanto si è agito moltiplicando la domanda oraria delle varie utenze per un fattore correttivo, mantenendo lo stesso profilo di richiesta.

Per ogni valore di consumo annuo, è stata quindi fatta variare la lunghezza della rete, determinando il costo della rete di teleriscaldamento e dell'alternativa, ossia il caso in cui tutte le utenze sono raffrescate individualmente. In questo modo è stato possibile determinare la soglia di densità lineare minima che la rete di teleraffrescamento deve avere per risultare conveniente

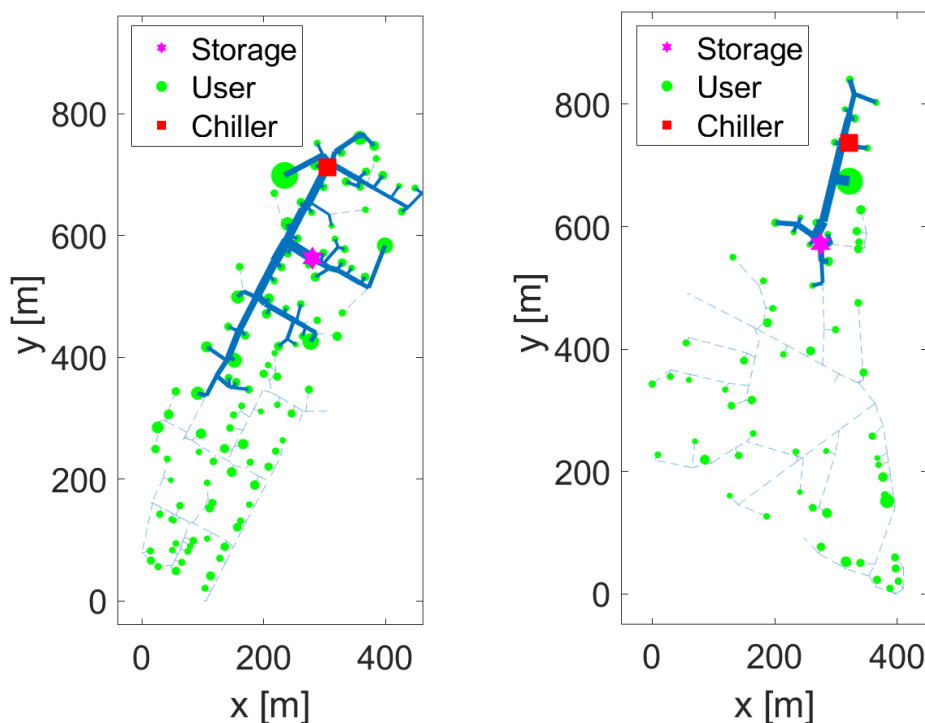


Figura 43 – Topologie considerate

I risultati per i quattro casi sono quindi riportati in Figura 44. Si osserva che per un primo tratto, la soglia minima di densità lineare decresce all’aumentare del consumo annuo, raggiungendo un minimo. Ciò significa che aumentando il consumo annuo sono sufficienti densità lineari più basse per rendere conveniente l’installazione di reti di teleraffrescamento. Il motivo per cui, inizialmente questa soglia è decrescente è dovuto al fatto che diminuiscono i costi specifici delle sottostazioni, per effetto di economie di scala. Infatti, il consumo annuo viene fatto variare agendo sulla potenza richiesta delle singole utenze, mantenendo invariato il profilo di domanda. Pertanto, per piccole potenze, il costo specifico delle sottostazioni è più alto. Dopo aver raggiunto il minimo, la soglia di densità lineare aumenta all’aumentare del consumo annuo. Ciò significa che aumentando il consumo annuo, sono necessarie densità energetiche lineari maggiori per rendere conveniente l’installazione di queste reti. Il motivo è dovuto al fatto che i costi di realizzazione della rete e di pompaggio aumentano sia per effetto della maggiore potenza, che per la maggiore estensione della rete. Infatti, se si aumenta il consumo annuo e la lunghezza della rete, mantenendo costante la densità lineare, il costo di realizzazione della rete e di pompaggio aumentano sia per effetto della maggiore potenza che della maggiore estensione, mentre il risparmio dei costi operativi dei chillers rispetto alle tecnologie tradizionali aumenta solo per effetto del maggiore consumo annuo. A parità di densità lineare, quindi, se aumenta il consumo annuo, il risparmio dei costi operativi aumenta proporzionalmente, mentre i costi di pompaggio e di realizzazione della rete aumentano più che proporzionalmente. Ne consegue che reti di grandi dimensioni necessitano anche di densità energetiche maggiori per risultare competitive con le tecnologie tradizionali. Pertanto, a parità di densità energetica lineare, reti più piccole sono maggiormente convenienti rispetto a reti molto estese. Ciò significa anche che risulta più conveniente installare più reti di piccole dimensioni, rispetto ad un’unica grande rete. Occorre però specificare che l’analisi vale per reti con una sola centrale e un solo accumulo. Reti più estese possono essere convenienti anche se presentano minori densità lineari, se più centrali sono installate in maniera distribuita. In quel caso, la rete è assimilabile a delle sottoreti più piccole, ognuna alimentata da una singola centrale.

Dai risultati emerge anche che la topologia influenza la convenienza di una rete di teleraffrescamento. La prima risulta infatti più conveniente, essendo costituita da più tubazioni principali, mentre la seconda topologia è costituita da una tubazione principale di diametro maggiore, alla quale le utenze sono collegate

attraverso rami più corti. Inoltre, nella prima topologia, le utenze sono tutte di dimensioni simili, mentre nella seconda, vi è una molto più grande rispetto alle altre.

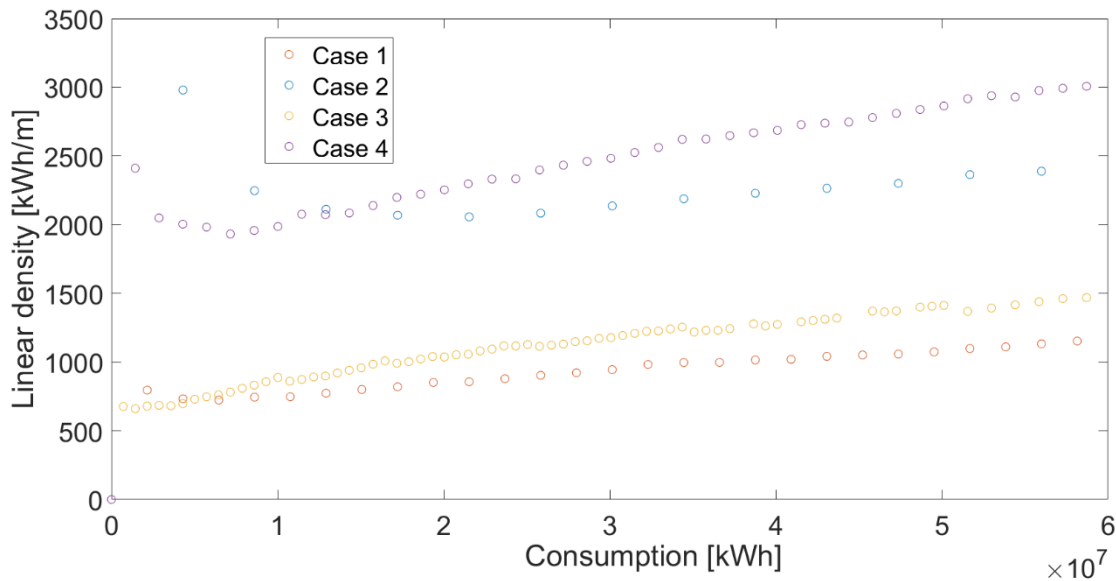


Figura 44 -Densità lineare minima al variare del consumo annuo dell'intera rete di teleraffrescamento

Con i risultati ottenuti si può quindi affermare che le reti di modeste dimensioni per essere convenienti devono essere installate in zone con densità energetica di almeno 700 kWh/m, nel caso in cui ci si trovi nello scenario più favorevole. La densità energetica lineare deve essere invece superiore a 2000 kWh/m nel caso in cui ci si trovi nello scenario più sfavorevole.

Le soglie trovate possono essere utilizzate per effettuare analisi preliminari sulla convenienza o meno di reti di teleraffrescamento in diversi contesti urbani. Si vuole quindi fornire una stima sulla possibile convenienza di una rete di teleraffrescamento in tre contesti urbani italiani, situati in fasce climatiche differenti. Si è ipotizzato di installare la rete della prima topologia a Palermo, Roma e Milano. Questa rete ha una lunghezza complessiva di 2.4 km e alimenta una superficie complessiva di circa 70000 m². Inoltre, per ognuna delle tre città sono stati considerati tre diversi tipi di edifici: efficienti, mediamente efficienti, poco efficienti. Tramite il modello di calcolo dei fabbisogni è stato quindi simulato un edificio residenziale, variando i valori di trasmittanza e i dati meteorologici in ingresso. Ciò ha permesso di valutare la densità lineare della rete in esame nei 9 diversi casi studio.

Per edifici poco efficienti sono stati considerati quelli costruiti tra il 1950 e il 1970, mentre per edifici mediamente efficienti quelli costruiti tra il 1970 e il 1990 [39]. Per quanto riguarda gli edifici efficienti, si sono posti come riferimento i vincoli tecnici indicati nella tabella 1 dell'Allegato E del D.M. 6 agosto 2020. Pertanto, i valori di trasmittanza di questi edifici sono quelli massimi per poter ottenere detrazioni fiscali ai fini di riqualificazioni energetiche. Questi, variano anche in funzione della fascia climatica di appartenenza. In Tabella 7 si riportano i diversi valori di trasmittanza per pareti verticali opache o finestate nei diversi casi considerati.

Tabella 7 - Valori di trasmittanza

U [W/m ² K]	Palermo		Roma		Milano	
	Infissi	Pareti opache	Infissi	Pareti opache	Infissi	Pareti opache
Edifici efficienti	2.60	0.43	1.6	0.26	1.3	0.22

Edifici mediamente efficienti	3.4	1.093	3.4	1.093	3.4	1.093
Edifici poco efficienti	3.6	1.236	3.6	1.236	3.6	1.236

In Tabella 8 si mostrano i fabbisogni annui di climatizzazione estiva per unità di superficie raffrescata al variare dell'edificio e della fascia climatica ottenuti attraverso il modello di calcolo dei fabbisogni realizzato nell'annualità LA4.14.

Tabella 8 - Fabbisogni annuali per unità di superficie raffrescata

Fabbisogno annuo kWh/m ²	Palermo	Roma	Milano
Edifici efficienti	35.89	30.79	20.00
Edifici mediamente efficienti	39.56	33.83	20.40
Edifici poco efficienti	40.00	34.92	21.00

In Tabella 9 si mostrano invece i risultati ottenuti in termini di densità energetica lineare della rete (kWh/m). Si nota come a Palermo e Roma la stessa rete presenti densità energetiche nettamente superiori rispetto al caso in cui la rete venga realizzata a Milano. Inoltre, la trasmittanza delle pareti ha un impatto sui risultati, ma comunque limitato rispetto a quello della fascia climatica. In Figura 45 i risultati sono confrontati con la soglia di densità lineare ottenuta nello scenario più favorevole. Si osserva come la densità lineare per la rete di Milano sia sempre al di sotto della soglia, anche nel caso di edifici poco efficienti. Nel caso di Palermo e Roma, invece, la densità lineare è sempre al di sopra della soglia minima. Se si considera però lo scenario più sfavorevole, la densità lineare risulta sempre al di sotto della soglia per tutti i casi considerati. Ne consegue quindi che una rete per edifici residenziali realizzata a Milano risulta sempre svantaggiosa dal punto di vista economico, mentre se realizzata a Palermo o Roma, vi è una incertezza dovuta agli scenari di riferimento. Nello scenario più sfavorevole, quindi caratterizzato da un prezzo dell'energia elettrica più basso, queste reti non risultano vantaggiose nemmeno a Roma e Palermo. Prendendo in considerazione, invece, lo scenario più favorevole, caratterizzato da un maggiore prezzo dell'energia elettrica, il teleraffrescamento risulta conveniente per le due città.

Tabella 9 - Valori di densità lineare della rete a seconda del clima e della tipologia di edificio

	Palermo	Roma	Milano
Edifici efficienti	1035 kWh/m	888 kWh/m	577 kWh/m
Edifici mediamente efficienti	1141 kWh/m	975.6 kWh/m	588 kWh/m
Edifici poco efficienti	1154 kWh/m	992 kWh/m	593 kWh/m

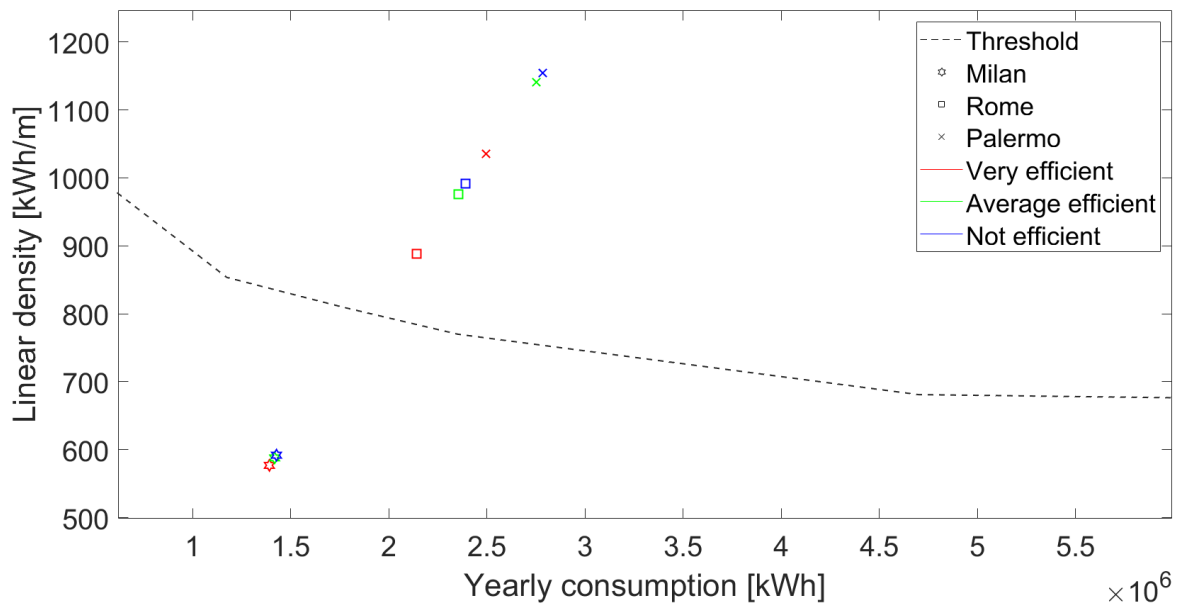


Figura 45 – Densità lineare per i diversi casi simulati

Occorre però aggiungere che i casi simulati per le tre città fanno riferimento ad edifici residenziali, dove gli apporti interni sono estremamente ridotti rispetto ad edifici commerciali o uffici. Prendendo in considerazione edifici per uffici, il fabbisogno di climatizzazione estiva sarebbe quindi più alto. Secondo il rapporto monografico “Benchmark di consumo energetico degli edifici per uffici in Italia” redatto da ENEA ed ASSOIMOBILIARE [40], i consumi di energia elettrica per climatizzazione estiva negli uffici sono altamente variabili e non sembrano dipendere dalla fascia climatica. Nel report, infatti, sono riportati valori più alti per il centro e il nord Italia, in quanto il fabbisogno di raffrescamento negli uffici dipende soprattutto dai carichi interni dovuti alle apparecchiature elettriche.

In questa parte si vuole quindi analizzare la stessa rete nel caso in cui sia costituita da edifici per uffici e valutarne la potenzialità. Viene considerato un consumo di energia elettrica pari a 48.41 kWh/m², che è quello indicato dal rapporto di ENEA e Assoimmobiliare per il Sud Italia. Considerando un COP di 2.7, il fabbisogno annuo in termini di energia frigorifera è quindi di 130.7 kWh/m². La rete in esame, quindi, sarebbe caratterizzata da una domanda complessiva di 9.15 GWh annui, mentre la densità lineare sarebbe di 3.8 MWh/m, risultando al di sopra della soglia trovata sia con lo scenario favorevole che con quello sfavorevole, come mostrato anche in Figura 46. Questo risultato mostra che il teleraffrescamento presenta un potenziale sviluppo, soprattutto in aree caratterizzate dalla presenza di edifici altamente energivori, quali uffici o centri commerciali, indipendentemente dalla fascia climatica. Ciò trova conferma anche nel caso della rete esistente di Singapore. Questa alimenta, infatti, edifici commerciali e uffici per una superficie complessiva di 1.1 milioni di m², con un fabbisogno annuo di 450 GWh [41]. La rete risulta però lunga solo 5km, pertanto, la sua densità lineare media è di 90 MWh/m, trovandosi ampiamente al di sopra delle soglie ottenute dall’analisi di sensitività.

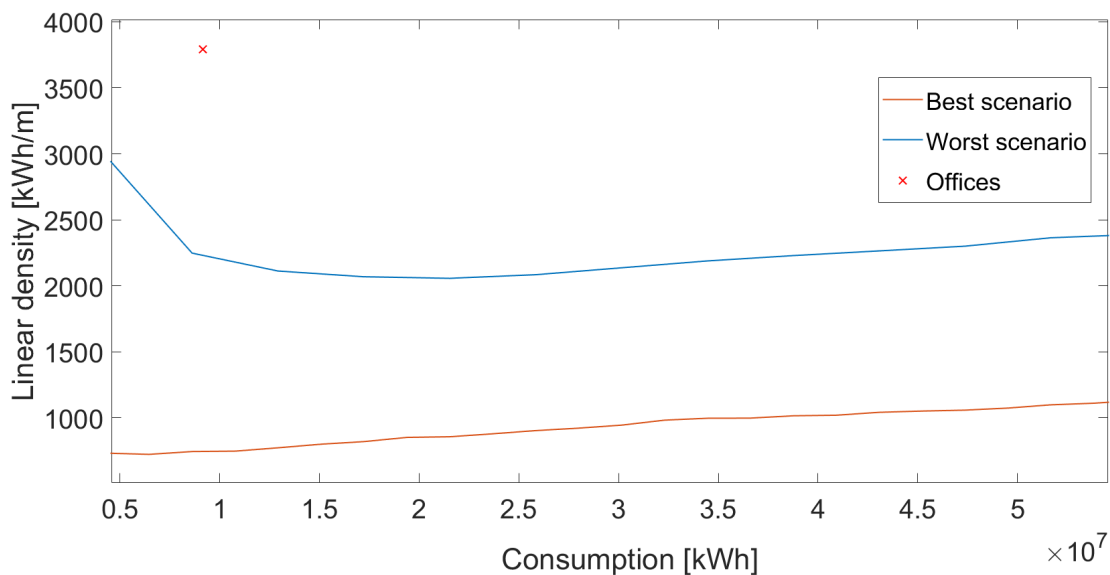


Figura 46 - Densità lineare nel caso di rete di teleraffrescamento che alimenta uffici

7.1 Confronto con casi studio esistenti

Queste soglie ottenute possono quindi essere utilizzate per effettuare una stima preventiva sulla fattibilità di una rete di teleraffrescamento, avendo a disposizione unicamente dati riguardanti il consumo annuo e la lunghezza della rete. Di seguito si presentano alcuni casi di reti esistenti per confrontare il rapporto tra fabbisogno annuo e lunghezza della rete rispetto alle soglie ottenute.

Nel caso della rete di teleraffrescamento di Parigi, questa è lunga 71 km e vengono prodotti 412 GWh di energia frigorifera ogni anno. La densità energetica lineare media è quindi di 5.8 MWh/m [42]. Il valore di consumo annuo è ben al di sopra rispetto all'intervallo considerato nel grafico riportato, però occorre specificare che il sistema di teleraffrescamento di Parigi è alimentato da nove centrali di produzione, mentre le soglie indicate in Figura 44 sono state ottenute per reti alimentate da una sola centrale. Questa densità lineare può quindi essere paragonata con le soglie ottenute e si trova abbondantemente al di sopra, in quanto la soglia massima osservata sul grafico è di circa 3 MWh/m nel peggior scenario possibile.

La rete di Ivrea è invece lunga circa 1 km e la domanda annua di raffrescamento ammonta a 1246 MWh; pertanto, la densità lineare è di circa 1.2 MWh/m. Questa si trova tra le due soglie ottenute, quindi non si può dire con certezza se la rete convenga o meno dal punto di vista economico, in quanto dipende dall'incertezza dei parametri di riferimento. In particolare, dipende soprattutto da come evolveranno i prezzi dell'energia elettrica e i costi di installazione di tubazioni e impianti in futuro. In uno scenario in cui il prezzo medio dell'energia elettrica sia di 15 c€/kWh si può affermare che la rete sia conveniente. A tale proposito, occorre precisare che il presente report è stato redatto prima dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica avvenuto nell'ultimo trimestre del 2021, in cui il prezzo medio è stato di circa 30 c€/kWh, raggiungendo anche valori di 40 c€/kWh. Se questo andamento dovesse continuare in futuro, il potenziale di teleraffrescamento aumenterebbe maggiormente. Ciò significherebbe quindi che le soglie ottenute potrebbero anche abbassarsi, in quanto occorrerebbe considerare dei costi dell'elettricità più elevati, che tenderebbero a favorire la realizzazione di reti di teleraffrescamento, in quanto più efficienti.

Inoltre, se questo tipo di impianti dovesse ricevere maggiori incentivi, i costi di investimento si abbasserebbero, permettendo dunque un maggior margine di risparmio rispetto alle tecnologie convenzionali di raffrescamento.

8 Conclusioni

Il lavoro svolto ha analizzato criticamente le problematiche relative alla realizzazione di reti teleraffrescamento e neutre e ha definito i casi in cui la realizzazione di queste reti può risultare vantaggiosa, determinando i benefici che queste possono portare in diversi contesti urbani nel panorama italiano. Ciò è stato fatto tramite la realizzazione di modelli di calcolo e la relativa applicazione a casi studio per svolgere analisi di diverso tipo. In particolare, è stato implementato un modello termofluidodinamico per la simulazione di queste reti sia in regime stazionario che transitorio, abbinato ad un modello di ottimizzazione per la scelta della migliore configurazione di rete che minimizzi i costi attraverso cui. In particolare, il modello di ottimizzazione permette di determinare la topologia della rete, le utenze da collegare alla rete e la posizione e taglia di accumuli e pompe di calore.

Dall'applicazione del modello termofluidodinamico a casi studio di reti neutre e di teleraffrescamento sono emersi diversi risultati, che possono essere così riassunti:

- Le perdite termiche risultano trascurabili sia nelle reti neutre, che in quelle di teleraffrescamento. Costituiscono l'1% dei costi operativi e circa lo 0.1% dei costi totali nelle reti di teleraffrescamento.
- Nelle reti di teleraffrescamento sono necessarie portate di by-pass per mantenere la temperatura sufficientemente bassa nelle ore di minore richiesta anche nei rami più periferici.
- Le perdite di carico e il costo di pompaggio non sono trascurabili, incidendo per percentuali superiori al 10% dei costi operativi.
- Le reti neutre risultano convenienti economicamente (oltre che da un punto di vista di impatto ambientale) laddove vi siano risorse gratuite, quali fonti idriche a bassa temperatura oppure sia disponibile calore a bassa entalpia proveniente da fonti rinnovabili o da cascami termici.
- Esistono potenzialità per la conversione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti neutre, e, laddove sia possibile, in base alla dimensione delle tubazioni disponibili, la conversione può risultare conveniente.
- Dal punto di vista ambientale, le reti di teleraffrescamento e neutre possono portare sensibili riduzioni di emissioni; allo stesso tempo in termini economici i vantaggi sono meno evidenti, a causa degli elevati costi di investimento e della carenza di incentivi. A tal fine è necessario considerare che il lavoro è stato svolto prima dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica verificatosi a fine 2021 (con prezzo di 30 c€/kWh, e picchi di 40 c€/kWh). Con tali valori anche i benefici economici diventerebbero più significativi.

Si è dimostrato nell'analisi che il modello di ottimizzazione implementato rappresenta, uno strumento utile in fase di pianificazione, in quanto permette di determinare la migliore configurazione di una rete di teleraffrescamento, minimizzando i costi totali. Per l'esempio analizzato la riduzione dei costi è stata da 7.09 M€ a 5.57 M€, portando lo scenario ad essere sostenibile economicamente. In assenza di uno strumento simile, il rischio sarebbe quello di realizzare reti non vantaggiose oppure di non sfruttare a pieno il potenziale che può offrire una determinata area. Lo strumento è stato applicato a diversi casi studio, ottenendo i seguenti risultati:

- Accumuli distribuiti e decentralizzati sono più vantaggiosi rispetto a quelli centralizzati in quanto permettono di diminuire i costi totali del 9%, attraverso un miglior dimensionamento della rete e delle sottostazioni.
- L'accumulo può essere usato come tecnologia di power-to-cool garantendo una maggiore stabilità della rete elettrica e un risparmio dei costi operativi delle centrali di produzione dell'ordine del 7%.
- La potenzialità di una rete di teleraffrescamento dipende dalla densità energetica ossia dal rapporto tra il fabbisogno annuo e la lunghezza della rete.
- A differenza delle reti di teleriscaldamento, una serie di reti di piccole dimensioni in zone cruciali dei centri urbani risultano più vantaggiose rispetto ad una sola rete molto estesa, in quanto in queste ultime i costi di pompaggio e di realizzazione della rete hanno un peso maggiore.

- In aggiunta, si è mostrato che l'installazione di una rete di teleraffrescamento possa risultare conveniente anche in contesti con minor potenziale, come nel caso in cui negli edifici da connettere alla rete non siano presenti idonei impianti e terminali di raffrescamento, oppure in aree caratterizzate da edifici a basso consumo energetico; in assenza di idonei impianti e terminali di raffrescamento, i vantaggi relativi all'installazione di una rete di teleraffrescamento sono presenti, seppur ridotti, a causa di investimenti iniziali aggiuntivi.

Infine, è stata effettuata un'analisi di sensitività, al fine di determinare i fattori e gli scenari che rendano vantaggiosa e conveniente l'installazione di una rete di teleraffrescamento. In particolare, sono stati analizzati gli effetti del consumo annuo, della densità energetica, mentre i rimanenti parametri, quali il costo dell'energia elettrica e il numero di giorni di utilizzo della rete sono stati inglobati in due diversi scenari. Mediante l'analisi di sensitività sono state individuate delle soglie minime di densità lineare, sopra le quali una rete di teleraffrescamento può risultare vantaggiosa. Grazie ai risultati ottenuti è stato quindi possibile fornire delle linee guida per il contesto italiano che possono essere così riassunte:

- Reti di teleraffrescamento per aree residenziali non risultano convenienti al Nord Italia, in assenza di opportuni incentivi, a prescindere dall'efficienza energetica degli edifici.
- Al Centro e Sud Italia la realizzazione di reti in aree residenziali risulta vantaggiosa se si dovesse confermare l'attuale andamento del prezzo dell'energia elettrica.
- Edifici per uffici costituiscono il potenziale maggiore per la realizzazione di reti di teleraffrescamento, in quanto sono tra quelli con il più alto fabbisogno di climatizzazione estiva. Inoltre, il loro fabbisogno risulta indipendente dalla fascia climatica, pertanto anche in città del Nord Italia, come Milano, che presentano un'alta percentuale di edifici di questo tipo, il teleraffrescamento risulta essere un'interessante opportunità.

In ultima analisi, la potenzialità delle reti teleraffrescamento o neutre dipende dalla densità energetica dell'area in cui vengono realizzate, ma se queste tecnologie venissero opportunamente incentivate i vantaggi aumenterebbero anche nel caso di zone residenziali meno energivore. Infatti, dal punto di vista ambientale ed energetico queste reti presentano notevoli vantaggi, grazie ad una maggiore efficienza complessiva, che permette una riduzione di consumi e di emissioni. Al momento l'unico limite di queste tecnologie risulta, quindi, quello economico, soprattutto in contesti residenziali caratterizzati da bassi consumi.

9 Riferimenti bibliografici

- [1] S. Buffa, M. Cozzini, M. D'Antoni, M. Baratieri, and R. Fedrizzi, "5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2018.12.059.
- [2] IEA, "Cooling Report," Mar. 01, 2021.
- [3] I. Dincer and A. Abu-Rayash, "Community energy systems," in *Energy Sustainability*, 2019.
- [4] IEA, "The future of cooling," 2018.
- [5] Publication Office of the European Union, "Overview of support activities and projects of the European Commission on energy efficiency and renewable energy in the heating and cooling sector," Luxembourg, 2016.
- [6] E. Guelpa, L. Marincioni, M. Capone, S. Deputato, and V. Verda, "Thermal load prediction in district heating systems," *Energy*, vol. 176, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.021.
- [7] E. Guelpa, A. Sciacovelli, and V. Verda, "Thermo-fluid dynamic model of large district heating networks for the analysis of primary energy savings," *Energy*, vol. 184, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.177.

- [8] E. Guelpa and V. Verda, "Compact physical model for simulation of thermal networks," *Energy*, vol. 175, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.064.
- [9] E. Guelpa, G. Barbero, A. Sciacovelli, and V. Verda, "Peak-shaving in district heating systems through optimal management of the thermal request of buildings," *Energy*, vol. 137, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.06.107.
- [10] E. Guelpa *et al.*, "Demand side management in district heating networks: A real application," *Energy*, vol. 182, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.05.131.
- [11] M. Capone, E. Guelpa, and V. Verda, "Accounting for pipeline thermal capacity in district heating simulations," *Energy*, vol. 219, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.119663.
- [12] A. Sciacovelli, V. Verda, and R. Borchiellini, *Numerical design of thermal systems*. Turin: CLUT, 2013.
- [13] "Svensk Fjärrvärme. Kulvertkostnadskatalog (The district heating pipe cost catalogue).," Stockholm, 2007.
- [14] M. Swedblom, P. Mattson, A. Tvärne, H. Frohm, and A. Rubenhag, "District Cooling and the customers' alternative cost," 2014.
- [15] A. Hauer, "Storage Technology Issues and Opportunities," Paris, Feb. 2011.
- [16] European Environment Agency, "Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe," Dec. 27, 2021.
- [17] T. J. Kotas, *The Exergy Method of Thermal Plant Analysis*, 1st ed., vol. 59, no. 4. London: Butterworth-Heinemann, 1985.
- [18] B. Talebi, P. A. Mirzaei, A. Bastani, and F. Haghighat, "A review of district heating systems: Modeling and optimization," *Frontiers in Built Environment*, vol. 2. 2016. doi: 10.3389/fbuil.2016.00022.
- [19] M. Sameti and F. Haghighat, "Optimization approaches in district heating and cooling thermal network," *Energy and Buildings*, vol. 140. 2017. doi: 10.1016/j.enbuild.2017.01.062.
- [20] M. Neri, E. Guelpa, and V. Verda, "Design and connection optimization of a district cooling network: Mixed integer programming and heuristic approach," *Applied Energy*, vol. 306, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117994.
- [21] F. Al-Noaimi, R. Khir, and M. Haouari, "Optimal design of a district cooling grid: structure, technology integration, and operation," *Engineering Optimization*, vol. 51, no. 1, 2019, doi: 10.1080/0305215X.2018.1446085.
- [22] A. Allen, G. Henze, K. Baker, and G. Pavlak, "Evaluation of low-exergy heating and cooling systems and topology optimization for deep energy savings at the urban district level," *Energy Conversion and Management*, vol. 222, p. 113106, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2020.113106.
- [23] A. Allen, G. Henze, K. Baker, G. Pavlak, N. Long, and Y. Fu, "A topology optimization framework to facilitate adoption of advanced district thermal energy systems," *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 588, no. 2, p. 022054, Nov. 2020, doi: 10.1088/1755-1315/588/2/022054.
- [24] T. Chow, A. Chan, C. S.-A. Energy, and undefined 2004, "Building-mix optimization in district cooling system implementation," *Elsevier*, Accessed: Dec. 27, 2021. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261903001028?casa_token=RFKStcg1JOQAAAAA:VaExk5kk2hO6LD07HAFvYhFZqgBDvVFWMaguMfCpx3Fi0lpadBHckMixOGVBHTdWXAu-b_1c
- [25] C. Bordin, A. Gordini, and D. Vigo, "An optimization approach for district heating strategic network design," *European Journal of Operational Research*, vol. 252, no. 1, pp. 296–307, Jul. 2016, doi: 10.1016/J.EJOR.2015.12.049.
- [26] J. B. Kruskal, "On the shortest spanning subtree of a graph and the traveling salesman problem," *Proceedings of the American Mathematical Society*, vol. 7, no. 1, 1956, doi: 10.1090/s0002-9939-1956-0078686-7.
- [27] T. Asano, B. Bhattacharya, M. Keil, and F. Yao, "Clustering algorithms based on minimum and maximum spanning trees," 1988. doi: 10.1145/73393.73419.
- [28] O. Grygorash, Z. Yan, and Z. Jorgensen, "Minimum spanning tree based clustering algorithms," 2006. doi: 10.1109/ICTAI.2006.83.
- [29] K. Rafferty, "Design aspects of commercial open loop heat pump systems," *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, vol. 4, no. March, 2001.

- [30] P. L. Younger, "Ground-Coupled Heating-Cooling Systems in Urban Areas: How Sustainable Are They?," *Bulletin of Science, Technology & Society*, vol. 28, no. 2, 2008, doi: 10.1177/0270467607313963.
- [31] P. Gabrielli, A. Acquilino, S. Siri, S. Bracco, G. Sansavini, and M. Mazzotti, "Optimization of low-carbon multi-energy systems with seasonal geothermal energy storage: The Energy Grid of ETH Zurich," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 8, 2020, doi: 10.1016/j.ecmx.2020.100052.
- [32] E. Haslinger *et al.*, "Low-temperature heating and cooling grids based on shallow geothermal methods for urban areas".
- [33] T. T. Chow, W. H. Au, R. Yau, V. Cheng, A. Chan, and K. F. Fong, "Applying district-cooling technology in Hong Kong," *Applied Energy*, vol. 79, no. 3, 2004, doi: 10.1016/j.apenergy.2004.01.002.
- [34] S. J. Oh, K. C. Ng, K. Thu, W. Chun, and K. J. E. Chua, "Forecasting long-term electricity demand for cooling of Singapore's buildings incorporating an innovative air-conditioning technology," *Energy and Buildings*, vol. 127, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.05.073.
- [35] <https://www.mercatoelettrico.org/it/>, "Gestore Mercati Energetici."
- [36] J. H. Buys and E. H. Mathews, "Investigation into capital costs of HVAC systems," *Building and Environment*, vol. 40, no. 9, 2005, doi: 10.1016/j.buildenv.2004.11.011.
- [37] R. Patureau, C. T. Tran, V. Gavan, and P. Stabat, "The new generation of District heating & cooling networks and their potential development in France," *Energy*, vol. 236, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121477.
- [38] M. Jakubcionis, M. Santamaria, K. Kavvadias, C. Moles, and J. Carlsson, "Synthesis report on the evaluation of national notifications related to Article 14 of the Energy Efficiency Directive," 2018.
- [39] M. Caldera *et al.*, "Metodologie e strumenti per la raccolta di dati e la definizione di modelli di riferimento dei consumi energetici nel settore residenziale, terziario e pubblico," Sep. 2016.
- [40] ENEA and ASSOIMMOBILIARE, "Benchmark di consumo energetico degli edifici per uffici in Italia," May 2019.
- [41] SINGAPORE DISTRICT COOLING PTE LTD, "District cooling system at Marina Bay, Singapore," 2011.
- [42] L. Riahi, "DISTRICT ENERGY IN CITIES PARIS CASE STUDY," Paris, 2017.

10 Abbreviazioni ed acronimi

ETS="Energy Transfer Stations" =sottostazioni

CAPEX="Capital expenditure"= costi di investimento

OPEX="Operational expenditure"= costi operativi

DC= "District cooling"= teleraffrescamento

5GDHC= "5th generation district heating and cooling"= reti neutre

Curricula del gruppo di lavoro

Manfredi Neri è dottorando in Energetica presso il Politecnico di Torino, dopo aver conseguito la laurea magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare (2019) presso il Politecnico di Torino, con una tesi numerica sui materiali a cambiamento di fase sviluppata presso il centro ricerche ENEA di Portici.

La sua attività di ricerca si focalizza sullo studio di reti neutre e di teleraffrescamento e sullo sviluppo di modelli numerici termofluidodinamici e di ottimizzazione. È autore di due articoli scientifici pubblicati in riviste internazionali.

Elisa Guelpa è ricercatrice al Dipartimento Energia del Politecnico di Torino, dopo aver conseguito entrambe la laurea in Ingegneria Energetica (2012) e il dottorato di ricerca in Energetica (2016), entrambe presso il Politecnico di Torino.

La sua attività di ricerca è incentrata su tematiche relative a problemi termodinamici e scambio termico, nell'ambito dell'energetica. In particolare gli argomenti principali di cui si occupa sono le reti di teleriscaldamento (specificatamente modellazione e ottimizzazione per appiattimento profili di richiesta, gestione/design ottimale anche in casi di malfunzionamento e demand side management termico), accumulo termico (modellazione e design/gestione ottimale) e di modellazione e ottimizzazione di sistemi energetici complessi e/o di grandi dimensioni (come incendi, sistemi multi-energia, e impianti rinnovabili o innovativi ad alta efficienza). È autrice di più di 30 articoli scientifici pubblicati su riviste internazionali e altrettanti atti a conferenza (secondo scholar con un h-index di 20 e 1350 citazioni). È titolare e collaboratrice didattica di diversi Corsi di Laurea e Dottorato presso il Politecnico di Torino ed è responsabile/collaboratrice di numerosi progetti finanziati a livello europeo ed italiano da agenzie governative e da aziende.

Vittorio Verda è professore ordinario presso il Dipartimento Energia del Politecnico di Torino. Il dott. Verda ha conseguito il dottorato in Energetica con un doppio titolo dal Politecnico di Torino e dall'Università di Saragozza (Spagna).

La ricerca del dott. Verda copre una serie di tematiche, dall'analisi termodinamica di impianti energetici, allo scambio termico, alla modellazione di sistemi di teleriscaldamento e all'accumulo termico. Ha avviato e collaborato a numerosi progetti di ricerca in questi ambiti, finanziati da istituzioni pubbliche (a livello europeo o Italiano) e da soggetti industriali. È autore di quasi 250 lavori di cui più di 100 pubblicati su riviste internazionali. Secondo Scopus, ha ricevuto quasi 4000 citazioni. Il suo indice H è 32. Il dott. Verda ha anche pubblicato 3 capitoli di libri.

È editor associato di Energy, dell'ASME journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage e dell'International Journal of Thermodynamics. È stato premiato con due ASME Edward F. Obert Awards (2003 e 2016). È socio ASME e past-chair del comitato esecutivo della divisione Advanced Energy System dell'ASME. È stato membro del comitato scientifico in diverse conferenze internazionali, come International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (nel 2003, 2004 e dal 2010 a oggi), la biannual International Conference on Engineering Systems Design and Analysis (dal 2006 al 2014), la ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition (nel 2003, dal 2005 al 2008, nel 2014).

È stato invitato a parlare in seminari in varie università internazionali, come la Ohio State University (USA), l'Università di Guanajuato (Messico), l'Università di Bacau (Romania), la Skoltech (Russia), la Denmark Technical University (Danimarca), l'Università di Roma-La Sapienza (Italia).

Ha avuto diversi ruoli di responsabilità, tra cui il coordinamento, di progetti Europei in ambito HORIZON 2020. Nel 2006 ha organizzato l'ottava edizione della International Conference on Engineering Systems Design and Analysis (ESDA) dell'ASME tenutasi a Torino, con 330 partecipanti e oltre 450 lavori presentati.

Andrea Carpignano è professore associato presso il Politecnico di Torino in Safety and Risk Analysis dal 1996.

È stato Direttore e Fondatore del Master in "Affidabilità, Manutenzione e Sicurezza" organizzato dal Politecnico di Torino dal 2003 al 2014.

È esperto in materia di metodologie avanzate dedicate alla valutazione del rischio sull'affidabilità e sull'ingegneria di manutenzione per sistemi tecnologici complessi. Ha pubblicato numerosi lavori di ricerca su riviste internazionali e testi specialistici.

Collabora in ambito industriale con enti e aziende nazionali ed internazionali per le stesse tematiche.

È rappresentante per il Politecnico di Torino presso l'ESRA (European Safety and Reliability Association).

Marco Badami è professore ordinario di Sistemi per l'Energia e l'Ambiente (ING-IND/09) presso il dipartimento Energia del Politecnico di Torino. Ha cominciato la sua carriera universitaria nel 1990 come Ricercatore di Macchine a Fluido presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino. Nel 1999 è stato per un anno Visiting Lecturer presso l'Imperial College di Londra e nel 2000 è diventato professore associato.

La sua attività di ricerca si è concentrata principalmente sugli impianti di cogenerazione, sui sistemi energetici complessi e sull'uso razionale dell'energia.

È stato coordinatore di numerose attività di ricerca e consulenza per istituzioni pubbliche e private; in particolare ha diretto un team di consulenza per la definizione di Bilanci Energetici Regionali e per analisi di fattibilità di impianti di teleriscaldamento a biomasse in Piani Territoriali Integrati. Inoltre è stato coordinatore dell'intero progetto europeo H2020 PLANET nonché responsabile per il Politecnico del progetto EU HEGEL, del 6° programma quadro.

È stato membro della Giunta del Dipartimento Energia per 8 anni e vicedirettore del Master sull'Efficienza Energetica nell'Industria (Edison/Fenice - Politecnico).

La sua attività scientifica è documentata da oltre 100 pubblicazioni, la maggior parte delle quali pubblicata su riviste e in atti di conferenze internazionali.