



Politecnico di Torino

Corso di Laurea in Ingegneria Meccanica
A.a. 2024/2025

Impianto di teleriscaldamento della caserma “Babini” di Bellinzago Novarese

Relatori:
Prof.ssa Elisa Guelpa

Candidato:
Ten. David Boninsegna

Sommario

INTRODUZIONE	5
Capitolo 1 – Analisi dello stato attuale e motivazioni della scelta del sistema di teleriscaldamento	7
1.1 Stato attuale degli impianti termici	7
1.2 Scenari alternativi di intervento	8
1.3 Confronto tecnico ed economico	10
1.4 Considerazioni conclusive	11
Capitolo 2 – Impianti di teleriscaldamento	12
2.1 Principi di funzionamento.....	12
2.2 Componenti principali	15
2.3 Tipologie e generazioni di rete.....	18
2.4 Esempi reali e inquadramento europeo	19
Capitolo 3 – Processo di progettazione della rete di teleriscaldamento.....	22
3.1 Raccolta e preparazione dei dati di base	22
3.2 Stima delle potenze termiche di progetto	23
3.3 Individuazione della posizione della centrale termica.....	25
3.4 Rappresentazione e tracciato della rete di teleriscaldamento	27
3.5 Dimensionamento preliminare delle tubazioni.....	28
3.6 Scelta e dimensionamento delle tubazioni	30
3.7 Schematizzazione della rete e componentistica	32
Capitolo 4 – Studio delle perdite di pressione e sistema di pompaggio	36
4.1 Perdite distribuite	36
4.2 Perdite concentrate – Derivazioni a T	39
4.3 Perdite concentrate – Curve	39
4.4 Perdite concentrate - Riduzioni concentriche	40
4.5 Sistema di pompaggio.....	42
Capitolo 5 – Perdite termiche e scelta degli scambiatori.....	45
5.1 Perdite termiche nelle condotte	45
5.2 Ipotesi di calcolo e risultati.....	46
5.3 Scelta delle sottocentrali termiche	48
Capitolo 6 – Scelta del sistema di generazione del calore	51

6.1 Criteri di scelta del sistema di generazione del calore	51
6.2 Analisi delle alternative tecnologiche	53
6.3 Caldaie a condensazione a gas naturale.....	55
6.4 Caldaie a biomassa solida	58
6.5 Soluzione ibrida.....	60
6.6 Integrazione potenziale di pompe di calore ad acqua di falda.....	62
6.7 Valutazione quantitativa delle prestazioni della pompa di calore.....	67
Conclusioni	74

INTRODUZIONE

La crescente esigenza di ridurre i consumi energetici e le emissioni climalteranti nel settore civile ha portato, negli ultimi anni, a un forte interesse verso soluzioni di riscaldamento centralizzate, efficienti e compatibili con l'integrazione di fonti rinnovabili.

Tra queste, il teleriscaldamento rappresenta una tecnologia strategica per la riqualificazione energetica di edifici pubblici e complessi residenziali di grandi dimensioni, grazie alla possibilità di sostituire numerosi generatori individuali con un sistema unico, più efficiente, controllabile e sicuro.

La presente tesi si propone di progettare un sistema di teleriscaldamento per la Caserma "Babini" di Bellinzago Novarese, un complesso militare di notevoli dimensioni costituito da numerose palazzine con differenti destinazioni d'uso: residenziale, logistica, sportiva e amministrativa.

L'intervento nasce dalla necessità di riqualificare l'attuale sistema termico, oggi basato su caldaie autonome alimentate a gasolio, caratterizzate da bassi rendimenti, alti costi di gestione e impatti ambientali significativi.

Il primo capitolo è dedicato all'analisi dello stato attuale della Caserma Babini e alle motivazioni che hanno condotto alla scelta di un sistema di teleriscaldamento.

Vengono descritti nel dettaglio i generatori esistenti, la loro distribuzione nei vari edifici e i consumi storici di combustibile.

A partire da tali dati, sono stati confrontati tre scenari di riqualificazione energetica:

- mantenimento dell'attuale configurazione a caldaie a gasolio;
- sostituzione delle caldaie esistenti con nuove unità individuali a condensazione;
- realizzazione di un impianto centralizzato di tipo teleriscaldamento, con una sola centrale termica e rete di distribuzione.

L'analisi comparativa evidenzia come la terza opzione rappresenti la scelta più efficiente e sostenibile, consentendo una riduzione e una gestione semplificata dell'intero sistema.

Tale soluzione risulta anche pienamente coerente con le politiche energetiche europee e nazionali in materia di decarbonizzazione degli edifici pubblici.

Nel secondo capitolo viene introdotto il principio di funzionamento del teleriscaldamento, illustrandone la struttura generale, le generazioni tecnologiche e i principali componenti: centrale di produzione, rete di trasporto, sottostazioni e sistemi di accumulo.

Sono analizzate le diverse configurazioni di rete (a doppia tubazione, ad anello, di quarta e quinta generazione) e vengono discussi vantaggi, criticità e criteri di progettazione.

Particolare attenzione è dedicata all'esempio della rete di teleriscaldamento di Torino, uno dei sistemi più estesi e avanzati d'Europa, dal quale si traggono utili indicazioni sulle logiche di pianificazione, controllo e integrazione con cogenerazione e fonti rinnovabili.

Il terzo capitolo descrive il processo di progettazione della rete di distribuzione della Caserma Babini.

A partire dalle immagini satellitari e dai rilievi catastali, sono state identificate le palazzine da servire e stimata la potenza termica di ciascuna sulla base dei dati delle caldaie installate.

È stata quindi individuata la posizione ottimale della centrale termica, calcolando il baricentro geometrico e quello pesato in funzione dei carichi termici, e tracciata la rete di distribuzione articolata su tre rami principali.

Il capitolo illustra inoltre i criteri di dimensionamento delle condotte, la scelta dei diametri e dei componenti (curve, derivazioni, riduzioni), con i relativi calcoli di portata e velocità.

Nel quarto capitolo vengono analizzate le perdite di pressione della rete e dimensionato il sistema di pompaggio.

Il calcolo, basato sulla formula di Darcy–Weisbach per le perdite distribuite e sulle correlazioni di Swamee–Jain, Idelchik e Crane per le perdite concentrate, ha permesso di quantificare la prevalenza totale e selezionare la pompa più adatta per il sistema.

Il quinto capitolo affronta lo studio delle perdite termiche nelle condotte e la scelta delle sottocentrali termiche prefabbricate.

Le perdite sono stimate attraverso la determinazione della resistenza termica totale dei tubi preisolate e del terreno.

Le sottocentrali sono state selezionate in funzione della potenza di scambio richiesta e dotate di scambiatori a piastre ispezionabili, soluzione che assicura alta efficienza, facilità di manutenzione e lunga durata operativa.

Il sesto capitolo, infine, è dedicato alla scelta del sistema di generazione del calore, punto centrale del progetto.

Verranno analizzate diverse alternative tecnologiche – caldaie a condensazione e sistemi a biomassa confrontandole in termini di rendimento, costi e impatto ambientale.

L'obiettivo è individuare la soluzione più equilibrata e sostenibile per le condizioni operative della Caserma Babini, garantendo al contempo efficienza energetica, affidabilità gestionale e predisposizione all'integrazione futura con fonti rinnovabili.

Nel complesso, la tesi propone un modello di riqualificazione energetica replicabile per complessi edilizi pubblici di medie dimensioni, capace di coniugare efficienza, economicità e sostenibilità ambientale.

Capitolo 1 – Analisi dello stato attuale e motivazioni della scelta del sistema di teleriscaldamento

La Caserma “Babini” di Bellinzago Novarese rappresenta un complesso edilizio di notevoli dimensioni, costituito da numerosi edifici con funzioni differenti (residenziali, logistiche, sportive e operative). L’impianto termico attuale, realizzato in epoche diverse, si basa su un sistema decentralizzato composto da numerose caldaie a gasolio distribuite nei vari edifici. Tale configurazione, sebbene funzionale in passato, oggi risulta energeticamente inefficiente, costosa da mantenere e non allineata agli obiettivi nazionali ed europei di riduzione delle emissioni climatiche.

L’obiettivo di questo capitolo è analizzare lo stato attuale del sistema di riscaldamento e acqua calda sanitaria, valutare le criticità gestionali ed energetiche, e confrontare tre differenti scenari di intervento:

- Mantenimento dell’attuale configurazione a caldaie a gasolio;
- Riqualificazione con sostituzione di ogni caldaia con modelli individuali ad alta efficienza;
- Realizzazione di un sistema centralizzato di tipo teleriscaldamento interno alla caserma.

L’analisi multidimensionale (energetica, ambientale, economica e gestionale) evidenzierà come la terza opzione costituisca la scelta più coerente e sostenibile nel medio-lungo periodo.

1.1 Stato attuale degli impianti termici

Configurazione generale

L’attuale sistema termico della Caserma Babini è costituito da 28 generatori di calore alimentati a gasolio, ciascuno asservito a uno o più edifici. Le potenze nominali delle caldaie variano da 34 kW fino a oltre 540 kW, con serbatoi di stoccaggio che oscillano fra 1.000 e 30.000 litri di gasolio.

La potenza termica complessiva installata è stimata in circa 9,5–10 MW, con un’età media delle apparecchiature superiore a 15 anni. I rendimenti medi stagionali si stimano tra il 75% e l’80%.

Consumi di combustibile

I consumi storici di gasolio forniti per il periodo 2020–2024 mostrano valori annuali compresi tra 1.024.000 e 1.333.000 litri, con oscillazioni legate alla rigidità climatica stagionale e alle condizioni di utilizzo degli edifici. Il trend più recente (2024) evidenzia una riduzione dei consumi rispetto al picco del 2022, probabilmente dovuta a una gestione più razionale o a parziali dismissioni di fabbricati.

ANNO	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SETT	OTT	NOV	DIC	TOT
2024	193.195	231.457	234.483	112.251	16.962	8.113	7.093	6.564	8.658	42.668	49.392	113.418	1.024.254
2023	201.605	181.672	219.264	98.619	5.275	5.644	5.284	3.970	15.837	54.145	198.956	204.877	1.195.148
2022	217.988	220.408	193.109	223.652	14.481	7.881	6.957	6.008	7.166	13.445	245.273	176.840	1.333.208
2021	179.842	168.852	182.316	174.566	8.371	9.398	10.670	7.197	12.488	109.427	190.578	223.455	1.277.160
2020	162.547	148.153	176.190	114.039	6.283	7.281	7.719	6.196	12.836	94.131	157.422	164.812	1.057.609

Assumendo un fattore di emissione medio di 2,68 kg CO₂/litro di gasolio (ISPRA, 2024), le emissioni annue di anidride carbonica si attestano tra 2.740 e 3.570 tonnellate di CO₂, a cui vanno aggiunti gli inquinanti locali (NO_x, PM₁₀, SO₂), caratteristici della combustione di gasolio.

Criticità del sistema esistente

Le principali problematiche rilevate sono:

- Bassa efficienza energetica: le caldaie esistenti operano in modo discontinuo, spesso in sovrardimensionamento rispetto ai reali carichi termici stagionali.
- Gestione frammentata: ogni edificio dispone di un impianto autonomo, con contratti di manutenzione e gestione separati.
- Costi operativi elevati: il prezzo del gasolio e la necessità di rifornimenti frequenti incidono fortemente sui costi d'esercizio.
- Impatto ambientale: le emissioni di CO₂ e particolato rendono il sistema non conforme alle politiche di riduzione delle emissioni fissate dal D.Lgs. 199/2021.
- Rischi ambientali e logistici: la presenza di numerosi serbatoi di stoccaggio aumenta il rischio di sversamenti e la complessità gestionale in materia di sicurezza.

1.2 Scenari alternativi di intervento

Scenario 1 – Mantenimento della configurazione attuale

In questo scenario si ipotizza la prosecuzione dell'attuale sistema, con manutenzione straordinaria e sostituzione dei generatori obsoleti con modelli analoghi a gasolio. Sebbene

l'investimento iniziale sia limitato, la soluzione non consente un miglioramento significativo dell'efficienza complessiva e mantiene elevati costi di gestione e impatti ambientali.

Vantaggi:

- Basso investimento iniziale.
- Nessuna modifica sostanziale delle reti di distribuzione.

Svantaggi:

- Efficienza complessiva limitata.
- Elevate emissioni di CO₂ e inquinanti.
- Costi d'esercizio e manutenzione elevati.
- Incompatibilità con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione.

Scenario 2 – Riqualificazione con caldaie individuali di nuova generazione

Questa opzione prevede la sostituzione di ciascuna caldaia con generatori ad alta efficienza, preferibilmente a condensazione e alimentati a gas naturale. I rendimenti teorici potrebbero raggiungere il 92–95%, con una riduzione delle emissioni di circa il 20–25% rispetto al gasolio.

Vantaggi:

- Incremento dell'efficienza e riduzione parziale delle emissioni.
- Possibilità di utilizzo del gas naturale, più economico e pulito del gasolio.

Svantaggi:

- Necessità di realizzare nuove linee di adduzione del gas e opere civili diffuse.
- Presenza di molteplici apparecchiature da gestire e manutenere.
- Limitata possibilità di integrazione futura con fonti rinnovabili o cogenerazione.
- Persistenza di una gestione decentralizzata e di costi di manutenzione elevati.

Scenario 3 – Realizzazione di un sistema centralizzato tipo teleriscaldamento

Lo scenario proposto prevede la realizzazione di una centrale termica unica all'interno del comprensorio, da cui partirebbe una rete di distribuzione preisolata per la fornitura di calore alle varie palazzine. Tale configurazione può essere assimilata a un sistema di teleriscaldamento locale, con produzione e gestione unificate.

Vantaggi principali:

- Efficienza complessiva elevata: rendimento globale dell'ordine dell'85–90%, grazie all'ottimizzazione del carico e al funzionamento continuo dei generatori.

- Riduzione delle emissioni: diminuzione di CO₂ rispetto alla situazione attuale, in particolare nel caso in cui la centrale integra caldaie a gas naturale, cogenerazione o pompe di calore.
- Gestione centralizzata: minori costi di manutenzione e maggiore controllo operativo.
- Maggiore sicurezza: eliminazione di numerosi serbatoi di gasolio e riduzione dei rischi ambientali.
- Scalabilità e integrazione futura: possibilità di integrare fonti rinnovabili (biomassa, solare termico, geotermia) e sistemi di accumulo termico.

Svantaggi:

- Investimento iniziale più elevato per infrastruttura e rete di distribuzione.
- Necessità di coordinamento delle opere e fasi di transizione.

Tuttavia, nel bilancio complessivo, i benefici gestionali, ambientali ed economici di medio-lungo periodo superano ampiamente gli oneri iniziali.

1.3 Confronto tecnico ed economico

Si confrontano le alternative nella tabella seguente:

Parametro	Stato attuale	Riqualificazione individuale	Sistema centralizzato
Efficienza media (%)	75–80	90–92	88–90 + recuperi
Emissioni CO ₂	Alte	Medie	Basse
Gestione e manutenzione	Alta complessità	Media complessità	Semplificata
Sicurezza e rischio ambientale	Medio-alto	Medio	Basso
Costi operativi	Elevati	Medi	Ridotti
Investimento iniziale	Basso	Medio	Alto
Integrazione rinnovabili	Nessuna	Limitata	Elevata

L'analisi comparativa dimostra che, pur richiedendo un investimento iniziale maggiore, il sistema centralizzato offre:

- un rendimento globale superiore (grazie alla continuità di esercizio e alla gestione ottimizzata dei carichi),
- una riduzione significativa delle emissioni climalteranti,
- minori costi di manutenzione nel lungo termine,
- maggiore sicurezza complessiva del sistema.

1.4 Considerazioni conclusive

Dall'analisi condotta emerge con chiarezza che la configurazione attuale a caldaie diffuse risulta obsoleta, costosa e ambientalmente impattante. La soluzione con generatori individuali moderni consentirebbe un miglioramento parziale ma non risolverebbe le criticità di gestione e sicurezza. L'adozione di un impianto centralizzato di tipo teleriscaldamento rappresenta invece la soluzione più razionale e sostenibile per il complesso della Caserma Babini, in quanto consente:

- un notevole incremento dell'efficienza energetica,
- una riduzione consistente delle emissioni,
- una semplificazione gestionale,
- la predisposizione all'integrazione futura con fonti rinnovabili e sistemi di cogenerazione.

Il sistema proposto risponde pienamente agli obiettivi del PNRR, del D.Lgs. 199/2021 e della Direttiva (UE) 2023/1791 sull'efficienza energetica, che promuovono la diffusione di sistemi termici centralizzati e a basse emissioni nei complessi edilizi pubblici.

Nel capitolo successivo verranno approfonditi i principi di funzionamento di un impianto di teleriscaldamento, al fine di definire la configurazione più adatta per la Caserma Babini.

Capitolo 2 – Impianti di teleriscaldamento

Il teleriscaldamento (district heating, DH) è una tecnologia di fornitura di calore che si colloca a metà strada tra la scala dell’edificio e quella del sistema energetico urbano. La logica di base consiste nel sostituire una moltitudine di generatori individuali, sparsi nei singoli edifici, con una o più centrali termiche alimentanti una rete di tubazioni coibentate, mediante le quali il calore viene distribuito alle utenze. Questa impostazione consente di concentrare la generazione in punti facilmente controllabili, di adottare soluzioni tecnologiche di maggiore taglia ed efficienza, di integrare fonti rinnovabili e calore di scarto e, in ultima analisi, di ridurre consumi e impatti ambientali rispetto a scenari decentralizzati basati su caldaie autonome.

Nel caso della Caserma “Babini” di Bellinzago Novarese, oggetto di questa tesi, il teleriscaldamento viene applicato in scala locale, su un complesso di edifici con funzioni diverse (alloggi, servizi, capannoni, strutture sportive) e un fabbisogno termico complessivo dell’ordine di 10–11 MW. L’obiettivo di questo capitolo è delineare il quadro teorico e tecnologico di riferimento, all’interno del quale si collocano le scelte di progetto sviluppate nei capitoli successivi. In particolare, verranno descritti i principi di funzionamento del teleriscaldamento, i componenti principali, l’evoluzione delle generazioni di rete e alcune esperienze significative a scala europea, con un richiamo specifico al caso di Torino.

2.1 Principi di funzionamento

Un sistema di teleriscaldamento può essere schematizzato come un grande circuito idraulico chiuso, nel quale una centrale termica immette acqua calda in una rete di distribuzione che raggiunge le utenze, per poi ricevere indietro acqua raffreddata dalla stessa rete di ritorno. Il ciclo si ripete in modo continuo durante la stagione di riscaldamento e, quando previsto, durante tutto l’anno per la produzione di acqua calda sanitaria.

Dal punto di vista energetico, il sistema si basa sul trasporto di energia termica tramite un fluido vettore, in genere acqua, che scambia calore nelle centrali e nelle sottostazioni utenza. Dal punto di vista idraulico, il circuito è messo in moto da gruppi di pompaggio che devono vincere le perdite di carico distribuite nelle tubazioni e quelle concentrate in curve, derivazioni e organi accessori. L’equilibrio tra questi due aspetti, trasporto di calore e circolazione del fluido, è alla base del dimensionamento di una rete di teleriscaldamento.

Considerando il tratto di rete che collega la centrale alle sottostazioni, la potenza termica istantanea trasferita al fluido è proporzionale al prodotto tra la portata massica \dot{m} e il salto termico ΔT tra mandata e ritorno:

$$\dot{Q} \approx \dot{m} c_p \Delta T$$

dove c_p è il calore specifico a pressione costante. Poiché per l'acqua c_p assume valori noti e sostanzialmente costanti, l'ingegnere progettista si trova a regolare il binomio $\dot{m}-\Delta T$: a parità di potenza richiesta, un incremento del salto termico consente di ridurre la portata, mentre un salto termico contenuto comporta portate maggiori.

Questa relazione ha un impatto diretto sul dimensionamento della rete. Portate elevate richiedono diametri maggiori o velocità più alte, con aumento delle perdite di carico e della potenza assorbita dalle pompe; portate ridotte, ottenute grazie a un ΔT più ampio, permettono di contenere i diametri e di ridurre il consumo elettrico dei gruppi di circolazione. D'altro canto, il salto termico non può essere arbitrariamente aumentato: esso dipende dalla temperatura di mandata compatibile con gli impianti interni, dalla temperatura di ritorno accettabile ai fini dell'efficienza della centrale e dalle esigenze di comfort e di produzione di acqua calda sanitaria.

Nel caso della Caserma Babini, come si vedrà nel Capitolo 3, è stato assunto un salto termico di progetto pari a 15 °C, in linea con le pratiche comuni per reti a media temperatura che alimentano edifici esistenti dotati di impianti a radiatori. Questo valore rappresenta un compromesso tra la necessità di mantenere temperature di mandata sufficientemente elevate per garantire il comfort negli edifici e il desiderio di contenere le portate e i diametri delle condotte.

Regime di temperatura e controllo

La scelta del livello di temperatura di mandata e ritorno è uno degli elementi più caratteristici di una rete di teleriscaldamento. Nelle reti di terza generazione, oggi ampiamente diffuse in Europa, i valori tipici sono compresi tra 80 e 110 °C in mandata e 50–60 °C in ritorno. Nelle reti di quarta generazione, oggetto di numerosi studi e progetti pilota, le temperature si abbassano verso intervalli dell'ordine di 50–70 °C per la mandata e 20–40 °C per il ritorno, con rilevanti benefici in termini di riduzione delle perdite e di integrazione di fonti rinnovabili e di scarto.

Indipendentemente dal livello assoluto, le reti moderne adottano quasi sempre una regolazione climatica della temperatura di mandata. L'idea di base è che la temperatura dell'acqua immessa in rete venga modulata in funzione della temperatura esterna: nei giorni più freddi la mandata viene portata a valori prossimi a quelli massimi di progetto, mentre nelle mezze stagioni viene mantenuta su valori intermedi, fino a scendere ulteriormente quando la rete alimenta prevalentemente il servizio di acqua calda sanitaria. Questo approccio consente di ridurre le perdite termiche sulle condotte e di migliorare il rendimento dei generatori, in particolare di quelli a condensazione e delle pompe di calore, che lavorano tanto meglio quanto più basse sono le temperature di ritorno.

Un secondo elemento chiave riguarda il controllo delle temperature di ritorno. Temperature di ritorno troppo elevate sono sintomo di un cattivo utilizzo del salto termico disponibile: spesso derivano da sottostazioni con valvole di regolazione sovrardimensionate, da impianti interni

non bilanciati o da scambiatori con regolazioni non ottimali. L'impatto si manifesta sia sul lato della centrale, che si trova a dover lavorare con scambi termici meno favorevoli (ad esempio ridotta condensazione dei fumi), sia sul lato idraulico, perché una diminuzione del salto termico comporta un incremento delle portate necessarie a parità di potenza, con conseguente aumento delle perdite di carico. In letteratura si fa spesso riferimento al problema del “ritorno caldo” come una delle principali criticità operative nelle reti esistenti, e numerosi programmi di ottimizzazione si concentrano proprio sulla riduzione sistematica delle temperature di ritorno nelle sottostazioni.

Nel dimensionamento del sistema per la Caserma Babini queste considerazioni si traducono nella scelta di sottostazioni opportunamente dimensionate e regolazioni che non solo garantiscano il comfort interno, ma anche il rispetto del ΔT_{0020} di progetto, così da non penalizzare la rete e la centrale.

Profili di carico e comportamento stagionale

Il comportamento nel tempo di un sistema di teleriscaldamento è governato dall'andamento del carico termico, che presenta variazioni significative sia su scala giornaliera sia su scala stagionale. Nel corso di una singola giornata, la domanda di calore aumenta di norma nelle prime ore del mattino, in corrispondenza dell'avviamento degli impianti, può presentare un plateau nelle ore centrali e raggiunge un secondo massimo nelle ore serali, quando l'occupazione degli edifici residenziali è elevata. Durante la notte, soprattutto in presenza di regolazione oraria, la domanda tende a ridursi.

Su base annuale, il carico è massimo nei mesi invernali, decresce nelle mezze stagioni e si riduce al contributo della sola acqua calda sanitaria nel periodo estivo. In reti urbane estese, la somma dei fabbisogni di numerose utenze di diversa tipologia (residenziale, terziario, industriale) tende a “smussare” le oscillazioni, dando luogo a una curva di durata del carico che evidenzia una base relativamente consistente di domanda pressoché costante e una frazione variabile di picchi. Proprio a partire dalle curve di durata del carico vengono tipicamente dimensionate le diverse unità di generazione: ai carichi di base si associano tecnologie più efficienti ma meno flessibili (ad esempio cogeneratori o caldaie a biomassa), mentre i picchi vengono trattati tramite caldaie di punta, più semplici e rapide da modulare.

Nel contesto di un teleriscaldamento locale come quello della caserma, la varietà di profili è minore rispetto a una grande città, ma è comunque presente. Alcuni edifici hanno un funzionamento più continuativo (ad esempio alloggi e servizi essenziali), mentre altri presentano carichi concentrati in certe fasce orarie. Questi aspetti vengono considerati nelle fasi di dimensionamento dei generatori e, in misura semplificata, anche nelle valutazioni sulle portate di progetto della rete.

2.2 Componenti principali

Un impianto di teleriscaldamento può essere suddiviso, in prima approssimazione, in quattro insiemi di componenti: le centrali di produzione, la rete di trasporto e distribuzione, le sottostazioni utenza e i sistemi di accumulo e controllo. Ciascuno di questi blocchi influenza in modo diverso sulle prestazioni globali del sistema e presenta specifiche problematiche progettuali.

Centrali di produzione del calore

La centrale di produzione del calore è il punto in cui l'energia termica viene immessa nel sistema. Essa può ospitare diverse tecnologie, scelte in funzione della disponibilità di combustibili, degli obiettivi ambientali, dei vincoli economici e del profilo di carico. Le soluzioni più tradizionali prevedono l'impiego di caldaie alimentate a gas naturale o gasolio, affiancate, soprattutto negli ultimi anni, da caldaie a biomassa solida. Questi generatori presentano il vantaggio di una tecnologia consolidata e di una gestione relativamente semplice, con possibilità di modulare la potenza in un ampio intervallo.

Accanto alle caldaie, un ruolo fondamentale nei sistemi più evoluti è svolto dalla cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP). In una centrale cogenerativa, il combustibile alimenta tipicamente un motore endotermico o una turbina a gas, producendo energia elettrica. Il calore che verrebbe altrimenti dissipato nei circuiti di raffreddamento o nel condensatore viene recuperato e trasferito alla rete di teleriscaldamento. Ciò consente di raggiungere rendimenti globali combustibile → (elettricità + calore) significativamente superiori a quelli ottenibili con la produzione separata, rendendo la cogenerazione uno strumento importante nelle strategie di efficienza energetica.

Nelle grandi reti urbane, una quota rilevante del calore può provenire da impianti di termovalorizzazione dei rifiuti, da processi industriali o da grandi pompe di calore che sfruttano fonti a bassa temperatura (acque reflue, corsi d'acqua, aria ambiente). In questo contesto, il teleriscaldamento agisce come infrastruttura abilitante per il recupero di calore altrimenti non utilizzabile e per l'integrazione di fonti rinnovabili, contribuendo alla riduzione dell'uso di combustibili fossili. Rapporti internazionali evidenziano come, a livello mondiale, il potenziale di utilizzo di calore di scarto e di fonti rinnovabili tramite reti di teleriscaldamento sia ancora ampiamente sottoutilizzato e rappresenti una delle leve principali per la decarbonizzazione del riscaldamento urbano.

Nel caso della Caserma Babini, la scelta delle tecnologie di generazione deve tenere conto della disponibilità di combustibili, della potenza richiesta e delle esigenze di affidabilità e flessibilità tipiche di un insediamento militare. Il confronto tra caldaie a condensazione e sistemi a biomassa, eventualmente in configurazione ibrida, è oggetto del Capitolo 6 e si appoggia alle considerazioni generali qui richiamate.

Rete di trasporto e distribuzione

La rete di teleriscaldamento ha il compito di trasportare il calore dalla centrale alle utenze. È costituita da una rete primaria di trasporto, che connette la centrale ai nodi principali, e da una rete di distribuzione, che si dirama verso i singoli edifici. Nella quasi totalità dei casi, la configurazione è a doppia tubazione: una condotta di mandata che porta acqua calda verso le utenze e una condotta di ritorno che riporta in centrale l'acqua raffreddata.

Le condotte sono realizzate con tubi preisolati, tipicamente costituiti da un tubo interno in acciaio, uno strato di isolamento in poliuretano espanso e una guaina esterna in polietilene ad alta densità, conformi alla norma EN 253. L'isolamento ha il compito di limitare le perdite termiche verso il terreno, mentre la guaina esterna protegge l'insieme dalle azioni meccaniche e dall'umidità. In alcuni casi, in particolare per diametri più piccoli e reti a bassa temperatura, si utilizzano tubazioni plastiche, che offrono vantaggi in termini di posa e resistenza alla corrosione.

Dal punto di vista della configurazione spaziale, si distinguono reti a struttura ramificata e reti magliate. Nelle reti ramificate, ogni utenza è collegata alla centrale tramite un percorso univoco: la rete assume quindi la forma di un albero, con rami principali e derivazioni secondarie. Questa soluzione è relativamente semplice da progettare e ben si adatta a reti di estensione limitata o a contesti in cui l'affidabilità richiesta non giustifica una maglia estesa. Nelle reti magliate, al contrario, sono presenti anelli chiusi e percorsi paralleli, che consentono di alimentare le utenze da più direzioni. In caso di guasto su un tratto di condotta è possibile isolarlo mediante valvole e mantenere in servizio le sezioni rimanenti, aumentando la resilienza del sistema. Le grandi reti urbane europee tendono nel tempo a sviluppare configurazioni magliate, proprio per ragioni di sicurezza e flessibilità operativa; la rete di Torino costituisce un esempio paradigmatico di questa evoluzione.

La progettazione della rete richiede di definire, per ogni tronco, il diametro interno, la velocità del fluido e la lunghezza. I diametri vengono scelti in modo da mantenere la velocità in un intervallo ottimale, in genere dell'ordine di 1,5–2,5 m/s nelle dorsali principali, così da ridurre le perdite di carico senza spingere troppo verso diametri e costi di posa elevati. Velocità troppo basse portano a diametri economici molto grandi e a un uso poco efficiente del materiale, mentre velocità eccessive determinano perdite di carico elevate, rumore e sollecitazioni meccaniche. Il bilanciamento di questi effetti si traduce in una scelta di progetto che tiene conto sia dei costi di investimento sia di quelli di esercizio.

Un aspetto complementare, che sarà analizzato nel Capitolo 4, riguarda il calcolo delle perdite di carico distribuite e concentrate, per le quali si adottano modelli consolidati come la formula di Darcy–Weisbach per l'attrito lineare e le correlazioni di Idelchik e Crane per curve, derivazioni e riduzioni. Il loro contributo complessivo determina la prevalenza richiesta alle pompe e quindi l'energia necessaria per la circolazione del fluido.

Sottostazioni utenza

Le sottostazioni utenza costituiscono il collegamento fisico e funzionale tra il circuito di teleriscaldamento e gli impianti termici interni agli edifici. La configurazione più comune prevede uno scambiatore di calore a piastre, che mette in contatto termico, ma non idraulico, il circuito primario (rete) con il circuito secondario (impianto interno). In questo modo si garantisce la separazione dei fluidi, si proteggono le apparecchiature interne da sovrapressioni e si rende possibile un controllo fine delle temperature e delle portate.

Allo scambiatore si affiancano valvole di regolazione, dispositivi di sicurezza, filtri e contatori di energia termica. La regolazione avviene tipicamente modulando la portata lato primario in funzione di una legge climatica e delle condizioni interne: un segnale proveniente da una sonda esterna e, in alcuni casi, da sonde interne agli ambienti, comanda l'apertura di una valvola modulante che determina la quantità di calore scambiata. Una parte sempre più importante delle sottostazioni di nuova generazione è costituita dai sistemi di telelettura e telecontrollo, che permettono al gestore della rete di monitorare in continuo le portate, temperature e consumi, di individuare comportamenti anomali e di intervenire a distanza sui parametri di regolazione.

La progettazione e l'esercizio delle sottostazioni incidono in modo diretto sul mantenimento del salto termico di rete. Una valvola mal tarata o un impianto interno sbilanciato possono determinare temperature di ritorno troppo elevate, con le conseguenze già discusse. Non a caso, in molte reti europee esistono programmi specifici di ottimizzazione delle sottostazioni mirati proprio alla riduzione sistematica delle temperature di ritorno e al miglioramento dell'efficienza globale.

Nel contesto della Caserma Babini, le sottostazioni previste saranno sottocentrali compatte prefabbricate, dotate di scambiatori a piastre ispezionabili, valvole di regolazione e contabilizzazione dell'energia. La loro scelta e il loro dimensionamento, trattati nel Capitolo 5, si basano sui fabbisogni specifici di ciascun edificio e sull'obiettivo di garantire condizioni di esercizio coerenti con il funzionamento ottimale della rete.

Accumuli termici e sistemi di controllo

Gli accumuli termici rappresentano un elemento importante per il buon funzionamento di un sistema di teleriscaldamento. Un serbatoio di accumulo consente di “smussare” i picchi di carico, accumulando calore nelle ore in cui la domanda delle utenze è inferiore alla potenza disponibile in centrale e restituendolo quando la domanda supera la potenza istantaneamente erogabile. In questo modo è possibile far lavorare la centrale, e in particolare eventuali unità cogenerative e pompe di calore, a regimi più stabili e vicini alle condizioni ottimali di rendimento.

Nella pratica, gli accumuli sono spesso realizzati come grandi serbatoi cilindrici d'acqua, nei quali si instaura una stratificazione termica verticale: l'acqua più calda occupa la parte

superiore, mentre quella più fredda si trova in basso. Le modalità di collegamento idraulico e di controllo delle valvole determinano la possibilità di mantenere una stratificazione ben definita, che è condizione indispensabile per sfruttare appieno il volume disponibile. Su scale maggiori, soprattutto in progetti di quarta generazione, si prendono in considerazione accumuli stagionali nel terreno o in falda, che permettono di immagazzinare calore in surplus (ad esempio da solare termico estivo) per riutilizzarlo nel periodo di riscaldamento.

Accanto agli accumuli, un ruolo cruciale è svolto dai sistemi di automazione e controllo della rete. Le moderne reti di teleriscaldamento integrano sensori di temperatura, pressione e portata in numerosi punti, collegati a sistemi di supervisione (SCADA) in grado di raccogliere dati in tempo reale, elaborare indicatori di prestazione e inviare comandi alle apparecchiature di campo. La regolazione delle pompe, delle valvole di miscelazione e dei set-point di temperatura consente di adattare il funzionamento del sistema alle condizioni meteorologiche, al profilo di carico e alle esigenze di manutenzione, aumentando l'efficienza globale e la qualità del servizio.

2.3 Tipologie e generazioni di rete

L'evoluzione del teleriscaldamento nel corso degli ultimi decenni viene spesso descritta in termini di "generazioni" tecnologiche, ciascuna caratterizzata da specifici livelli di temperatura, tipologie di tubazioni, tecnologie di generazione predominanti e grado di integrazione con il sistema energetico complessivo.

La prima generazione, sviluppatasi tra fine Ottocento e inizio Novecento, era basata su reti a vapore saturo o surriscaldato. Il vapore veniva distribuito direttamente agli edifici, dove alimentava scambiatori o radiatori. Le temperature e pressioni elevate rendevano queste reti efficienti nel trasporto del calore su distanze relativamente lunghe, ma allo stesso tempo le esponevano a perdite termiche molto consistenti, a problemi di corrosione e a rischi di sicurezza non trascurabili. Ancora oggi esistono reti a vapore in alcune città storiche, ma nella maggior parte dei casi queste soluzioni vengono progressivamente sostituite da reti ad acqua pressurizzata.

La seconda generazione ha introdotto reti ad acqua surriscaldata ad alta temperatura, con mandata spesso superiore a 120 °C, tubazioni collocate in gallerie e scambiatori di grande taglia nelle sottostazioni. In molti Paesi dell'Europa orientale, le reti realizzate in questo periodo sono state per lungo tempo alimentate da grandi centrali termoelettriche a carbone in assetto cogenerativo. La logica a monte rimane quella della cogenerazione e del recupero di calore, ma l'elevata temperatura comporta perdite termiche importanti e limita l'integrazione di fonti rinnovabili a bassa temperatura.

La terza generazione, affermatasi a partire dagli anni Settanta e tuttora predominante, utilizza acqua calda a temperature inferiori ai 100–110 °C in mandata, tubazioni preisolate interrate e sottostazioni compatte con scambiatori a piastre. L'impiego di tubazioni EN 253 con elevata

qualità dell’isolamento ha consentito una riduzione significativa delle perdite lineari, mentre la diffusione della cogenerazione ad alto rendimento e dei termovalorizzatori ha permesso di valorizzare meglio il calore di scarto e di ridurre l’uso di combustibili fossili rispetto a scenari basati su caldaie individuali. La maggior parte delle reti presenti in Europa occidentale, incluse quelle italiane, appartiene a questa generazione.

La quarta generazione (4GDH) rappresenta l’estensione più recente di questo percorso e risponde agli obiettivi di decarbonizzazione a lungo termine. Essa si propone di utilizzare livelli termici più bassi, favorendo l’integrazione di fonti rinnovabili e di calore di scarto a bassa temperatura, di ridurre ulteriormente le perdite di rete e di integrare il teleriscaldamento all’interno di sistemi energetici “intelligenti”, in stretta interazione con le reti elettriche, il settore dei trasporti e gli altri vettori energetici. Le reti di quarta generazione devono essere in grado di fornire calore a edifici di nuova costruzione ad altissima efficienza e a edifici esistenti riqualificati, con carichi termici specifici molto più bassi rispetto al passato.

La riduzione delle temperature di mandata verso valori dell’ordine di 50–70 °C richiede un’attenzione particolare al dimensionamento degli impianti interni, che devono essere in grado di garantire il comfort anche con temperature di alimentazione più basse. Ciò implica spesso l’impiego di terminali a bassa temperatura (pannelli radianti, ventilconvettori) o la riqualificazione degli impianti esistenti. Allo stesso tempo, la diminuzione delle temperature e la disponibilità di ritorni più freddi incrementano l’efficienza di pompe di calore e unità condensanti, facilitando l’integrazione di solare termico di grande scala, geotermia e recuperi di calore industriale.

Accanto alla quarta generazione, la letteratura più recente introduce il concetto di quinta generazione (5GDH), riferito a reti che distribuiscono un fluido a temperatura prossima a quella ambiente e affidano alle pompe di calore decentralizzate presso le utenze il compito di portare il livello termico ai valori necessari. Queste reti, spesso a bassa differenza di temperatura e talvolta bidirezionali, si prestano a contesti con edifici altamente efficienti e con possibilità di scambiare calore sia in modalità di riscaldamento sia in modalità di raffrescamento.

Nel caso della Caserma Babini, la rete oggetto di progetto si colloca concettualmente nella terza generazione, per via dei livelli di temperatura e della tipologia di edifici serviti, ma incorpora alcuni principi propri della quarta generazione, come l’attenzione al contenimento delle perdite, alla corretta gestione del salto termico e alla futura integrazione di fonti rinnovabili.

2.4 Esempi reali e inquadramento europeo

Per comprendere il ruolo del teleriscaldamento nel contesto energetico attuale è utile richiamare sinteticamente alcune esperienze reali e il quadro europeo di riferimento. La letteratura internazionale mostra come i sistemi di teleriscaldamento abbiano conosciuto

negli ultimi decenni una forte espansione in diversi Paesi, con caratteristiche spesso molto diverse tra loro in termini di fonti energetiche, dimensioni delle reti e modalità di gestione.

Tra i casi più significativi in Italia vi è l'area metropolitana di Torino, dove il teleriscaldamento è stato sviluppato su larga scala a partire dagli anni Novanta. La rete torinese, gestita da IREN Energia, è alimentata da centrali cogenerative a ciclo combinato e da impianti di termovalorizzazione, con una potenza termica complessiva dell'ordine dei gigawatt e una estensione di centinaia di chilometri di doppia tubazione. Nel corso del tempo la configurazione della rete è passata da schemi prevalentemente radiali a una struttura sempre più magliata, con l'introduzione di anelli e collegamenti incrociati tra diverse dorsali. Questo sviluppo ha aumentato la resilienza del sistema, facilitato la manutenzione e consentito una gestione più flessibile dei flussi e delle pressioni.

L'esperienza torinese mostra come il teleriscaldamento urbano possa contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni di CO₂ e degli inquinanti locali, sostituendo un gran numero di caldaie individuali con poche centrali ad alta efficienza e rigorosamente controllate. Studi di settore evidenziano come, a parità di servizi energetici erogati, le reti ben progettate e alimentate in modo efficiente possano ridurre significativamente il contenuto di carbonio per unità di energia utile fornita, in particolare quando integrano cogenerazione, fonti rinnovabili e calore di scarto.

A livello europeo, i sistemi di teleriscaldamento sono particolarmente diffusi nei Paesi nordici (Danimarca, Svezia, Finlandia), nei Paesi baltici e in parte dell'Europa centrale e orientale. In alcuni contesti urbani, le quote di edifici serviti da reti di teleriscaldamento superano il 50%, mentre in altri, come l'Italia, la diffusione è più limitata e concentrata in alcune aree del Nord. Le tendenze più recenti indicano una progressiva trasformazione delle reti esistenti verso livelli termici più bassi e una crescente integrazione di rinnovabili e calore di scarto, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

Dal punto di vista normativo, l'Unione europea ha riconosciuto un ruolo strategico ai sistemi efficienti di teleriscaldamento e teleraffrescamento nell'ambito della Direttiva sull'efficienza energetica (Energy Efficiency Directive, EED). Le versioni più recenti della direttiva hanno aggiornato la definizione di "sistema efficiente", introducendo requisiti progressivamente più stringenti in termini di quota minima di fonti rinnovabili e di calore di scarto e fissando una traiettoria di decarbonizzazione dei sistemi di teleriscaldamento al 2050.

In questo quadro, sistemi locali di teleriscaldamento, come quello progettato per la Caserma Babini, possono essere interpretati come esempi di applicazione delle logiche dei grandi sistemi urbani a contesti di scala più ridotta, quali campus universitari, complessi ospedalieri o, appunto, infrastrutture militari. La concentrazione di una domanda termica relativamente elevata in un'area limitata rende favorevole la realizzazione di una rete di distribuzione e consente di conseguire benefici analoghi a quelli osservati nei contesti urbani: maggiore

efficienza, riduzione delle emissioni, semplificazione gestionale e possibilità di integrazione futura di fonti rinnovabili.

I concetti e gli esempi discussi in questo capitolo costituiscono il fondamento teorico delle scelte progettuali sviluppate nei capitoli seguenti. Nel Capitolo 3 si passerà dalla scala generale a quella specifica della Caserma Babini, descrivendo il processo di progettazione della rete di teleriscaldamento, dalla raccolta dei dati di base al dimensionamento preliminare delle tubazioni. I Capitoli 4 e 5 approfondiranno rispettivamente lo studio delle perdite di pressione e il sistema di pompaggio, e l'analisi delle perdite termiche e delle sottostazioni. Il Capitolo 6, infine, riguarderà la scelta della configurazione ottimale della centrale di generazione, completando il quadro del sistema di teleriscaldamento proposto.

Capitolo 3 – Processo di progettazione della rete di teleriscaldamento

3.1 Raccolta e preparazione dei dati di base

Per la progettazione della rete di teleriscaldamento della Caserma “*Babini*” di Bellinzago Novarese, la prima fase ha riguardato la ricostruzione planimetrica dell’area e l’individuazione delle utenze termiche da servire.

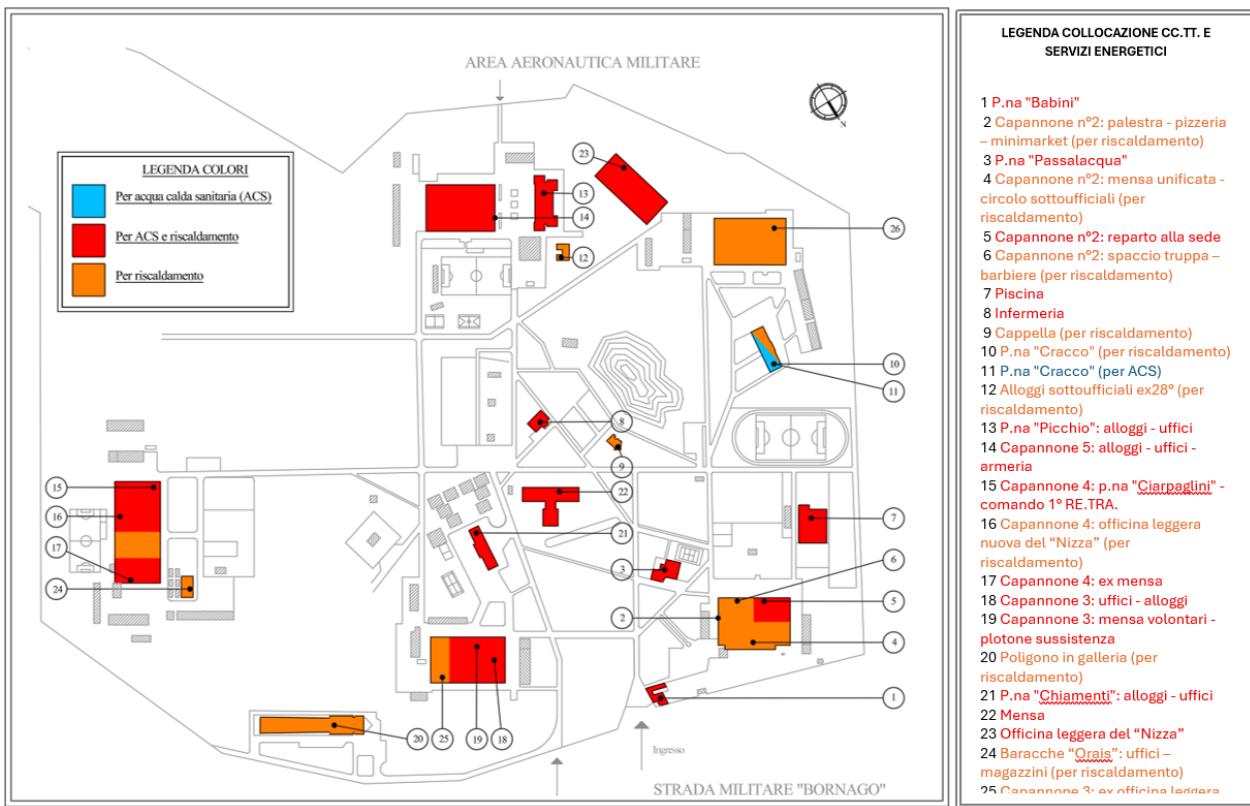
Come base cartografica è stato utilizzato il rilievo catastale dell’intero complesso, opportunamente rielaborato e adattato in scala uniforme. Su tale planimetria sono state identificate e numerate tutte le palazzine principali, includendo edifici adibiti ad alloggi, uffici, mense, spazi sportivi e strutture logistiche.

Successivamente, le varie unità edilizie sono state classificate in funzione dei servizi termici richiesti, distinguendo tra:

- edifici destinati esclusivamente al riscaldamento ambientale,
- edifici che necessitano anche di acqua calda sanitaria (ACS),
- alcuni corpi di fabbrica per i quali è previsto solo il servizio di ACS.

Per rendere immediata la lettura, nella planimetria generale le categorie sono state rappresentate con una codifica cromatica:

- arancione → edifici serviti solo per riscaldamento;
- rosso → edifici serviti per riscaldamento e ACS;
- azzurro → edifici serviti solo per ACS.



L'elaborato grafico così ottenuto ha costituito la base di riferimento per le successive fasi di progettazione della rete: definizione dei percorsi delle tubazioni, individuazione delle dorsali principali e stima preliminare delle distanze tra la centrale termica e le utenze.

3.2 Stima delle potenze termiche di progetto

Successivamente alla definizione delle utenze e alla classificazione per tipologia di servizio, è stato necessario quantificare il fabbisogno energetico di ciascuna palazzina, al fine di determinare le portate e la potenza complessiva da distribuire tramite la rete di teleriscaldamento.

In assenza di dati di consumo puntuali, la stima della potenza termica richiesta da ciascun edificio è stata effettuata sulla base dei rilievi impiantistici esistenti, facendo riferimento ai dati delle caldaie installate nel 2015 e nel 2023.

I due rilievi riportavano per ciascuna centrale termica secondaria la potenza nominale del generatore e il numero di essi presenti; tali informazioni sono state utilizzate come base per stimare la potenza utile richiesta dagli edifici attualmente in uso.

Quando i valori rilevati nei due anni differivano in modo significativo, è stata considerata la potenza più recente, mentre in casi di apparati dismessi o non più attivi si è mantenuto il dato del 2015. In questo modo è stato possibile definire una potenza termica di riferimento per ciascuna utenza, riportata nella tabella di sintesi.

Destinazione CT	Rilievo del 2015	Rilievo del 2023	Potenza considerata [kW]
	Potenza [kW]	Potenza [kW]	
P.na "Babini" – corpo di guardia - porta centrale	103	103	602
Capannone n°2: palestra - pizzeria - minimarket	93	102	102
P.na "Passalacqua" - Comando di reggimento "Nizza"	450	450	450
Capannone n°2: mensa unificata circolo sottoufficiali	387	386	386
Capannone n°2: reparto alla sede	398	397	397
Capannone n°2: spaccio truppa - barbiere	174	174	174
Piscina	714	768	768
Infermeria	85	90	90
Cappella	67	67	67
P.na "Cracco" (per riscaldamento)	353	384	384
P.na "Cracco" (per ACS)	180	180	180
Alloggi sottoufficiali ex 28°	34	63	63
P.na "Picchio": alloggi - uffici	1.080	1.080	1.080
Capannone n°5: alloggi - uffici - ameria	663	643	643
Capannone n°4: p.na "Ciarpaglini" – Comando 1° RETRA	386	386	386
Capannone n°4: officina leggera nuova del "Nizza"	465	465	465
Capannone n°4: ex mensa	386	386	386
Capannone n°3: uffici - alloggi	300	217	217
Capannone n°3: mensa volontari - plotone sussistenza	386	386	386
Poligono in galleria	509	509	509
P.na "Chiamenti": alloggi - uffici	736	737	737
Mensa	672	673	673
Officina leggera del Nizza	602	602	602
Baracche Orais: uffici - magazzini	88	88	88
Capannone n°3 - ex officina leggera	349	116	349
Capannone n°6	608	-	608
Forno	356	-	356
Totale	10.624	9.453	11.148

I dati così rielaborati hanno consentito di stabilire la distribuzione dei carichi lungo la futura rete e di impostare il successivo dimensionamento delle dorsali principali e delle derivazioni.

3.3 Individuazione della posizione della centrale termica

Una volta definita la potenza termica richiesta da ciascuna utenza, è stato necessario individuare una posizione adatta per la futura centrale termica, punto nevralgico del sistema di teleriscaldamento.

L'obiettivo principale di questa fase è stato quello di rendere minore lo sviluppo complessivo della rete di distribuzione, riducendo al contempo le perdite di carico e le dispersioni termiche lungo le tubazioni.

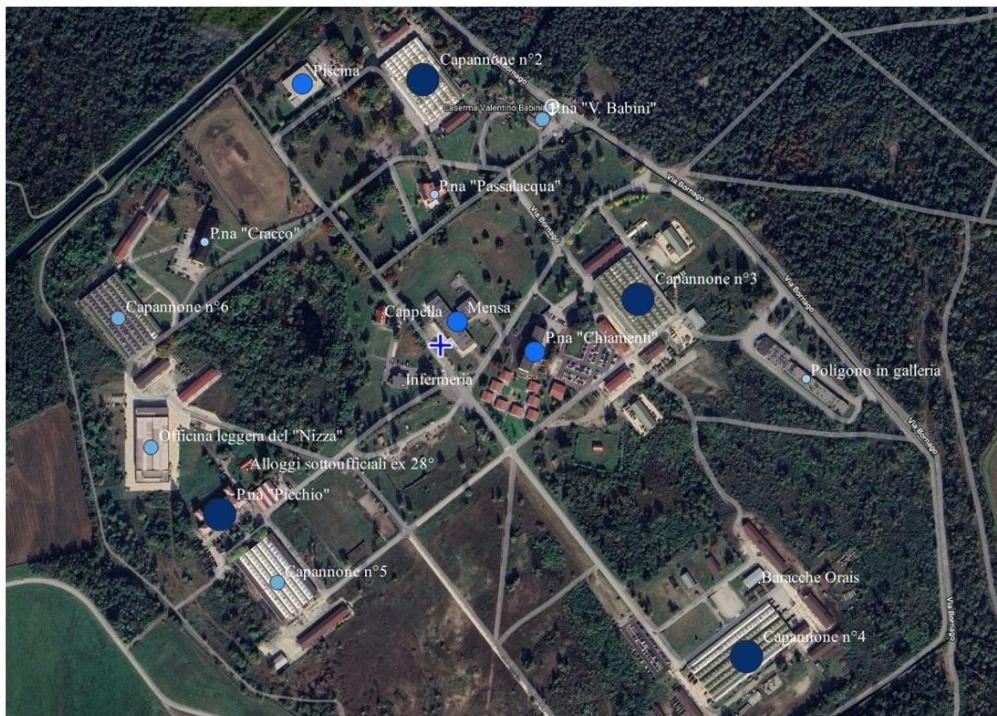
Per raggiungere questo obiettivo, è stata adottata una valutazione geometrica basata sul baricentro delle utenze.

In una prima analisi, è stato calcolato il baricentro geometrico dell'insieme delle palazzine da collegare. A tale fine, è stata condotta un'elaborazione direttamente su immagini satellitari, sulle quali erano già stati individuati i fabbricati da collegare.

Si riporta in seguito l'immagine satellitare.



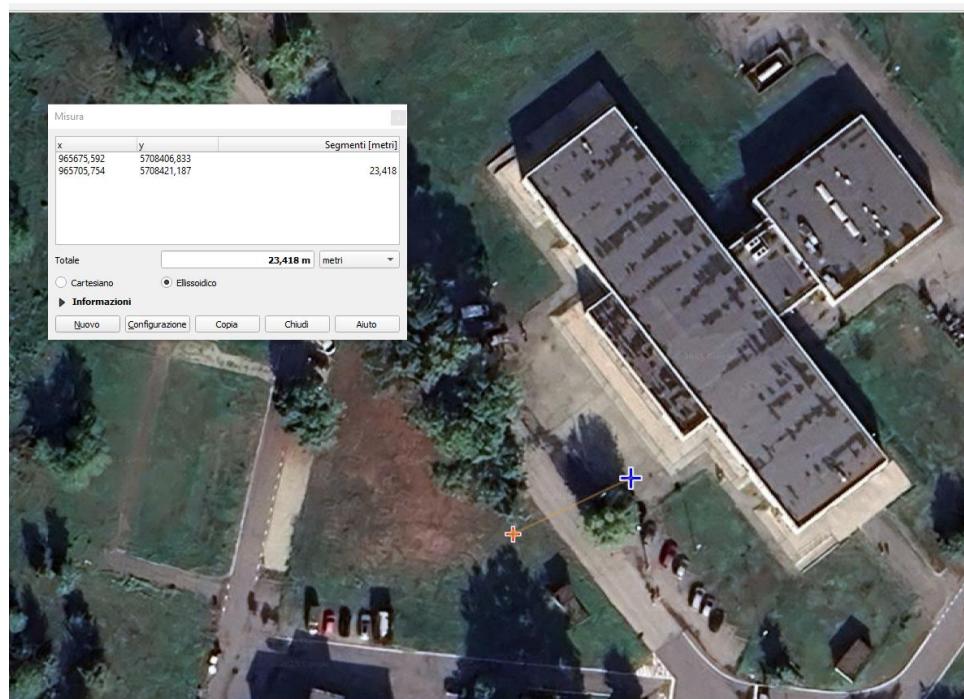
Successivamente, è stato calcolato anche il baricentro pesato in funzione della potenza termica richiesta da ogni edificio, attribuendo a ciascuna palazzina un peso proporzionale alla propria potenza di progetto. In questo modo è stato possibile tener conto non solo della distribuzione spaziale degli edifici, ma anche della loro differente domanda di energia termica.



Legenda

Simbolo	Potenza CT [kW]
•	63 - 234
●	234 - 594
○	594 - 649
■	649 - 943
■	943 - 1308

I due punti risultanti, il baricentro geometrico e quello pesato, presentano una distanza reciproca di circa 25 metri.



La posizione della centrale termica è stata quindi individuata in prossimità del baricentro geometrico, scegliendo il punto più idoneo alla realizzazione dal punto di vista tecnico e logistico, anche in relazione agli spazi disponibili e alla viabilità interna.

3.4 Rappresentazione e tracciato della rete di teleriscaldamento

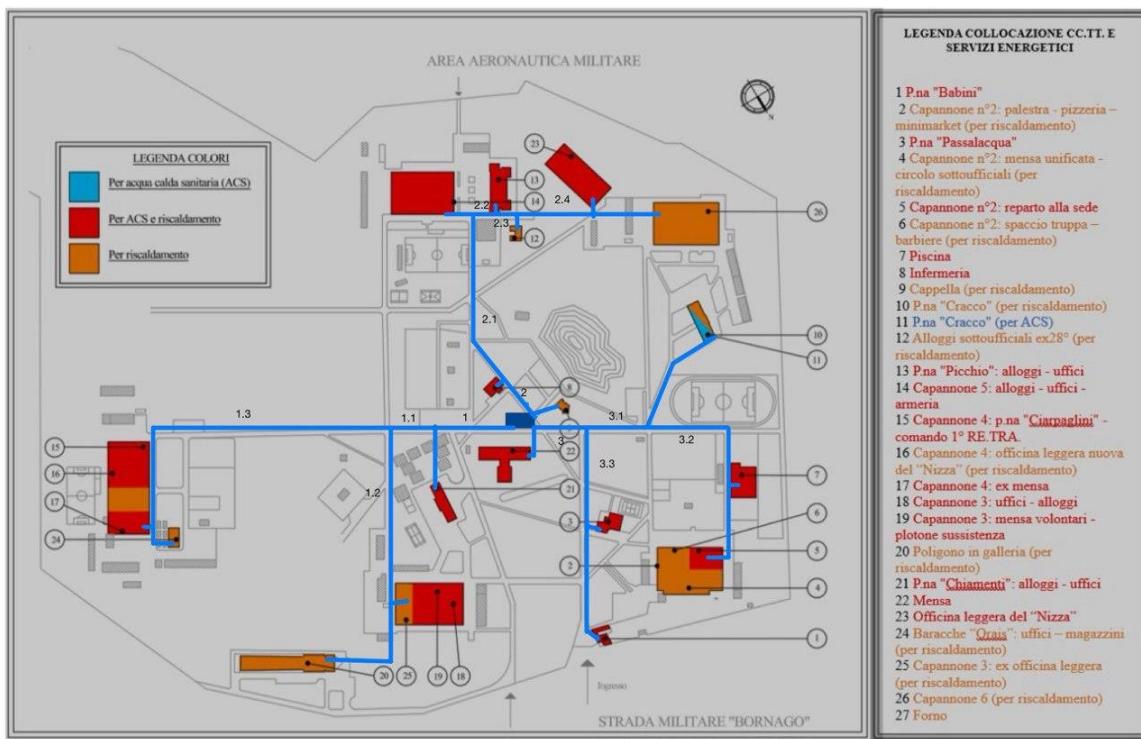
Una volta individuata la posizione ottimale per la centrale termica, è stata realizzata la rappresentazione planimetrica della rete di distribuzione del teleriscaldamento, con l'obiettivo di collegare tutte le palazzine identificate come utenze termiche.

Il tracciato è stato disegnato direttamente sulla planimetria della Caserma Babini.

La rete è stata progettata con l'obiettivo di rendere contenuta la lunghezza complessiva delle tubazioni, al fine di ridurre le perdite di calore e le perdite di carico durante il funzionamento dell'impianto.

Parallelamente, si è cercato di seguire il più possibile i percorsi adiacenti alle strade e ai percorsi carrabili già presenti, in modo da semplificare le opere di scavo e posa e limitare le interferenze con le aree operative e gli spazi edificati.

Il layout definitivo, riportato in figura



è organizzato su tre rami principali:

- Ramo 1, che si sviluppa in direzione sud-est e serve i Capannoni 3 e 4, le palazzine "Baracche Orasis" e "Chiamenti" e il poligono;
- Ramo 2, che si estende verso sud-ovest, raggiungendo i capannoni 5 e 6, le palazzine e "Picchio" e "Alloggi Sottufficiali", l'officina "Nizza" e l'infermeria;
- Ramo 3, che si sviluppa verso nord, collegando la zona della piscina, delle palazzine "Cracco", "Babini" e "Passalacqua" e il capannone 2.

I tre rami principali convergono in prossimità della centrale termica, formando una rete a configurazione ramificata con alcune derivazioni secondarie verso edifici isolati.

3.5 Dimensionamento preliminare delle tubazioni

Dopo aver definito il tracciato della rete, è stata condotta una prima analisi di dimensionamento delle tubazioni, finalizzata a determinare le portate di fluido termovettore necessarie per soddisfare la potenza termica richiesta da ciascuna utenza collegata.

Come fluido termovettore è stata considerata acqua, ipotizzando un salto termico complessivo di 15 °C tra la mandata e il ritorno.

Tale valore è stato scelto come condizione rappresentativa di un sistema di teleriscaldamento a media temperatura, compatibile con edifici esistenti dotati di impianti interni tradizionali a radiatori.

Il calcolo della portata massica necessaria per ciascuna palazzina è stato eseguito a partire dalla potenza termica di progetto \dot{Q} , utilizzando la relazione nota:

$$\dot{Q} = \dot{m} c_p \Delta T$$

dove:

- \dot{Q} = potenza termica richiesta [W]
- \dot{m} = portata massica del fluido [kg/s]
- c_p = calore specifico dell'acqua = 4180 J/(kg·K)
- ΔT = salto termico tra mandata e ritorno [K]

Da questa relazione, la portata massica è stata determinata come:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{c_p \Delta T}$$

Applicando la formula a ciascun edificio, è stato possibile ricavare la portata massica individuale e successivamente la portata complessiva di progetto nella rete.

Una volta calcolata la portata in massa si trasforma in portata volumetrica attraverso la formula:

$$\dot{V} = \dot{m} / \rho$$

In tabella i risultati ottenuti per ogni palazzina.

Nome riferimento	P (kW)	ΔT (°C)	\dot{m} (kg/s)	\dot{V} (m³/s)
Baracche Orais: uffici - magazzini	88	15	1,403	0,0014035
Capannone n°4 (complesso)	1237	15	19,728	0,0197288
Poligono in galleria	509	15	8,118	0,0081180
Capannone n°3 (complesso)	952	15	15,183	0,0151834
P.na "Chiamenti": alloggi - uffici	737	15	11,754	0,0117543
Capannone n°6	608	15	9,696	0,0096969
Officina leggera del Nizza	602	15	9,601	0,0096012
Alloggi sottoufficiali ex 28°	63	15	1,004	0,0010047
P.na "Picchio": alloggi - uffici	1080	15	17,224	0,0172248
Capannone n°5:	643	15	10,255	0,0102551
Infermeria	90	15	1,435	0,0014354
Cappella	67	15	1,068	0,0010685
Capannone n°2 (complesso)	1059	15	16,889	0,0168899
Piscina	768	15	12,248	0,0122488
P.na "Cracco" (complesso)	564	15	8,995	0,0089952
P.na "Babini"	602	15	9,601	0,0096012
P.na "Passalacqua"	450	15	7,177	0,0071770
Mensa	673	15	10,733	0,0107336

Successivamente si calcola la portata totale richiesta da ciascun ramo principale della rete, ottenuta sommando le portate delle palazzine collegate.

Ramo	Composizione	\dot{V} (m³/s)
Ramo 1.3	Baracche Orais + Capannone n°4 (complesso)	0,021132
	Capannone n°3 (complesso) + Poligono in	
Ramo 1.2	galleria	0,023301
Ramo 1.1	Ramo 1.2 + Ramo 1.3	0,044433
Ramo 1	Ramo 1.1 + P.na "Chiamenti"	0,056188
Ramo 2.4	Capannone n°6 + Officina leggera del Nizza	0,019298
Ramo 2.3	Ramo 2.4 + Alloggi sottoufficiali ex 28°	0,020303
Ramo 2.2	Ramo 2.3 + P.na "Picchio"	0,037527
Ramo 2.1	Ramo 2.2 + Capannone n°5	0,047783
Ramo 2	Ramo 2.1 + Infermeria	0,049218
Ramo 3.3	P.na "Babini" + P.na "Passalacqua"	0,016778
Ramo 3.2	Piscina + Capannone n°2 (complesso)	0,029138
Ramo 3.1	Ramo 3.2 + P.na "Cracco"	0,038133
Ramo 3	Ramo 3.1 + Ramo 3.3	0,054912

3.6 Scelta e dimensionamento delle tubazioni

Per la realizzazione della rete di teleriscaldamento sono state selezionate le tubazioni preisolate “Tecnotherm”, conformi alla norma EN 253, costituite da un tubo in acciaio St. 37.0 o St. 52.0, isolamento in poliuretano espanso (PUR) con agente espandente ciclopentano e guaina esterna in polietilene ad alta densità (PEAD).

Questa tipologia è stata scelta per la buona resistenza meccanica e termica (fino a 138 °C e 25 bar di pressione nominale) e per la ridotta conducibilità termica dell'isolante ($\lambda \approx 0,027$ W/mK), che garantisce perdite di calore contenute anche per tratti di rete di media lunghezza.

Il dimensionamento dei diametri interni è stato sviluppato in due fasi distinte: una per le tubazioni principali e una per le diramazioni verso le singole palazzine.

Tubazioni verso le utenze

Per le linee che collegano ciascuna palazzina alla dorsale principale, le dimensioni interne dei tubi sono state vincolate dagli attacchi delle sottocentrali termiche installate per lo scambio termico.

Pertanto, in questi tratti il calcolo si è limitato a una verifica della velocità del fluido, per assicurarsi che i valori rimanessero entro limiti accettabili.

La velocità del fluido v è stata calcolata a partire dalla portata volumetrica \dot{V} e dal diametro interno del tubo D , mediante la relazione:

$$v = \frac{4 \dot{V}}{\pi D^2}$$

Il valore di riferimento adottato è stato di circa 2 m/s, considerato idoneo a garantire un buon equilibrio tra perdite di carico contenute e moto turbolento sufficiente a favorire lo scambio termico.

Dai calcoli eseguiti, tutte le linee di collegamento alle utenze presentano velocità inferiori o prossime a 2 m/s.

I risultati delle verifiche di velocità saranno riportati in una tabella di sintesi, che riassume, per ciascuna derivazione, la portata volumetrica e la velocità effettiva nel tratto di tubo corrispondente.

Nome riferimento	P (kW)	Por. vol. (m ³ /s)	DN	d	v' (m/s)
Baracche Orais: uffici - magazzini	88	0,00140	25	33,7	1,573
Capannone n°4 (complesso)	1237	0,01972	100	114,3	1,922
Poligono in galleria	509	0,00811	65	76,1	1,784
Capannone n°3 (complesso)	952	0,01518	10	114,3	1,479
P.na "Chiamenti": alloggi - uffici	737	0,01175	80	88,9	1,893
Capannone n°6	608	0,00969	65	76,1	2,131
Officina leggera del Nizza	602	0,00960	65	76,1	2,110
Alloggi sottoufficiali ex 28°	63	0,00100	25	33,7	1,126
P.na "Picchio": alloggi - uffici	1080	0,01722	100	114,3	1,678
Capannone n°5:	643	0,01026	65	76,1	2,254
Infermeria	90	0,00144	25	33,7	1,609
Cappella	67	0,00107	25	33,7	1,198
Capannone n°2 (complesso)	1059	0,01689	100	114,3	1,646
Piscina	768	0,01225	80	88,9	1,973
P.na "Cracco" (complesso)	564	0,00900	65	76,1	1,977
P.na "Babini"	602	0,00960	65	76,1	2,110
P.na "Passalacqua"	450	0,00718	65	76,1	1,577
Mensa	673	0,01073	65	76,1	2,359

Rami principali della rete

Per i rami principali della rete, si è proceduto al calcolo del diametro necessario in funzione delle portate totali determinate per ciascun ramo.

È stato scelto, come criterio di progetto, di mantenere una velocità del fluido analoga a quella dei rami periferici, ovvero prossima ai 2 m/s, per uniformare il comportamento idraulico dell'intera rete.

A partire dalla portata volumetrica complessiva \dot{V} , il diametro interno teorico è stato calcolato tramite la stessa relazione inversa:

$$D = \sqrt{\frac{4 \dot{V}}{\pi v}}$$

Per ciascun ramo, una volta individuato il diametro interno teorico, è stato selezionato il diametro nominale più vicino disponibile nel catalogo "Tecnotherm", scegliendo la serie normale EN 253.

Le dimensioni nominali così individuate (DN 50, 65, 80, 100, 125, 150, ecc.) sono state quindi utilizzate per ricalcolare la velocità effettiva del fluido, riportata nella Tabella sottostante, che riassume per ogni ramo la portata, il diametro scelto e la velocità risultante.

Ramo	V [m/s]	\dot{V} [m ³ /s]	D [mm]	DN [mm]	v' [m/s]
Ramo 1.3	2	0,021132	115,9	114,3	2,05
Ramo 1.2	2	0,023301	121,7	114,3	2,27
Ramo 1.1	2	0,044433	168,1	168,3	1,99
Ramo 1	2	0,056188	189,1	168,3	2,52
Ramo 2.4	2	0,019298	110,8	114,3	1,88
Ramo 2.3	2	0,020303	113,6	114,3	1,97
Ramo 2.2	2	0,037527	154,5	168,3	1,68
Ramo 2.1	2	0,047783	174,4	168,3	2,14
Ramo 2	2	0,049218	177,0	168,3	2,21
Ramo 3.3	2	0,016778	103,3	114,3	1,63
Ramo 3.2	2	0,029138	136,1	139,7	1,90
Ramo 3.1	2	0,038133	128,0	139,7	1,68
Ramo 3	2	0,054912	164,5	168,3	1,91

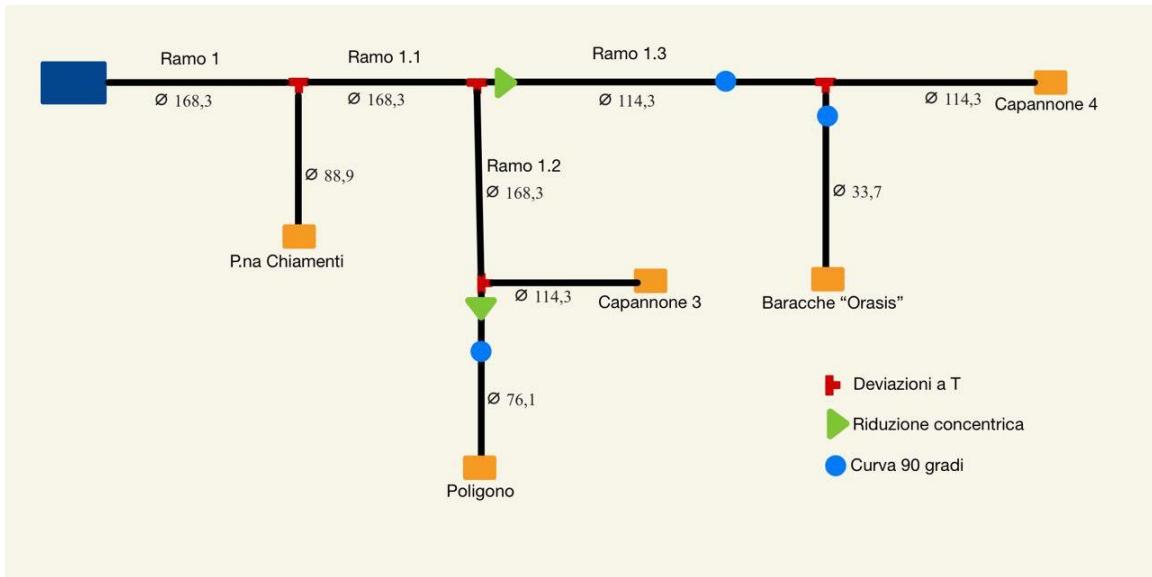
3.7 Schematizzazione della rete e componentistica

Per rappresentare in modo chiaro la configurazione finale della rete di teleriscaldamento è stata elaborata una schematizzazione funzionale suddivisa nei tre rami principali, in cui sono indicati i diametri delle condotte, i nodi di connessione e gli elementi accessori utilizzati. Tale rappresentazione, riportata nelle figure seguenti, consente di visualizzare in modo sintetico la struttura idraulica del sistema e di verificare la coerenza delle scelte di dimensionamento con la disposizione delle utenze.

La rete è stata realizzata utilizzando tubazioni preisolate Tecnotherm, integrate con componenti standard del medesimo catalogo:

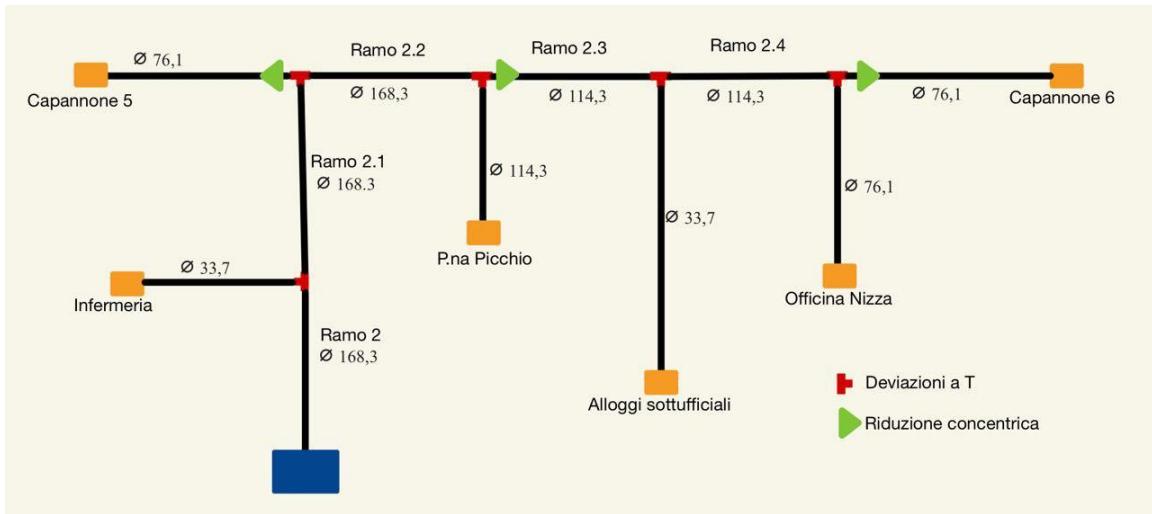
- Deviatori a T, impiegati nei punti di derivazione;
- Riduzioni concentriche, utilizzate per il raccordo tra tratti di diametro differente;
- Curve a 90°, per l'adattamento dei percorsi alle geometrie della rete e ai vincoli planimetrici esistenti.

Tutti i componenti rispettano le specifiche della norma EN 253, con isolamento in poliuretano espanso e guaina esterna in polietilene ad alta densità (PEAD), garantendo continuità di prestazioni e compatibilità termica e meccanica con i tratti rettilinei.



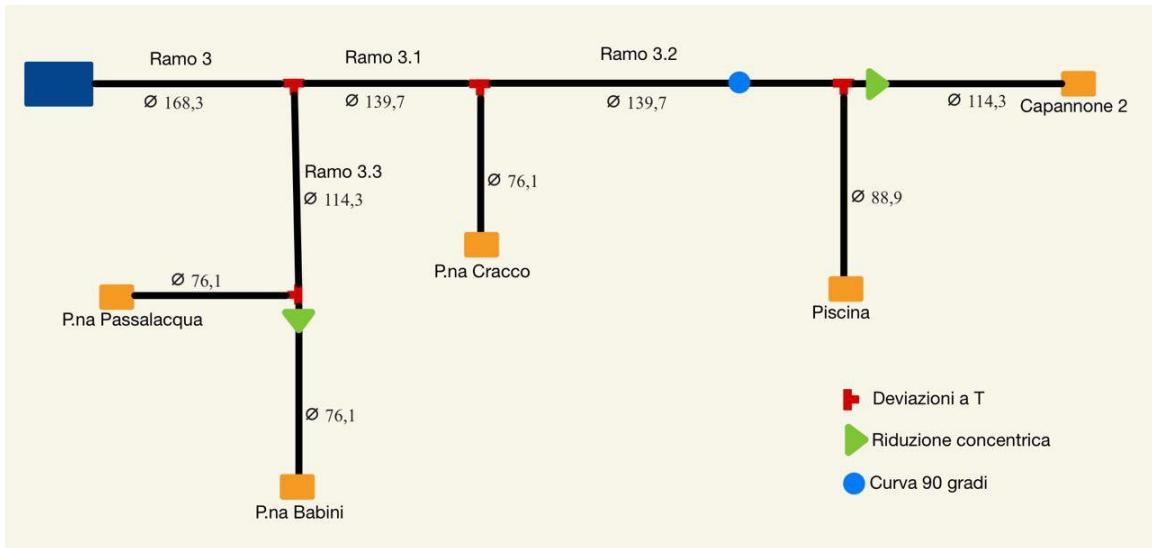
Ramo 1

- Tubazioni: DN150, DN100, DN80, DN65 e DN25
- Derivazioni a T:
 - T DN 150 × DN 80
 - T DN 150 × DN 150
 - T DN 150 × DN 100
 - T DN 100 × DN 25
- Riduzioni concentriche:
 - $\varnothing 168,3 \rightarrow \varnothing 114,3$ mm
 - $\varnothing 114,3 \rightarrow \varnothing 76,1$ mm
- Curve a 90°:
 - 2 × DN 100



Ramo 2

- Tubazioni: DN150, DN100, DN60 e DN25
- Derivazioni a T:
 - T DN 150 × DN 25
 - T DN 150 × DN 150
 - T DN 150 × DN 100
 - T DN 100 × DN 25
 - T DN 100 × DN 65
- Riduzioni concentriche:
 - $2 \times \Ø 168,3 \rightarrow \Ø 114,3 \text{ mm}$
 - $\Ø 114,3 \rightarrow \Ø 76,1 \text{ mm}$



Ramo 3

- Tubazioni: DN150, DN125, DN100, DN85, DN65 e DN25
- Derivazioni a T:
 - T DN 150 × DN 100
 - 2 × T DN 100 × DN 65
 - T DN 100 × DN 80
- Riduzioni concentriche:
 - Ø 168,3 → Ø 139,7 mm
 - Ø 139,7 mm → Ø 114,3
 - Ø 114,3 → Ø 76,1 mm

Capitolo 4 – Studio delle perdite di pressione e sistema di pompaggio

In questo capitolo viene sviluppato lo studio delle perdite di pressione all'interno della rete di teleriscaldamento e la conseguente definizione del sistema di pompaggio necessario a garantire la corretta circolazione del fluido termovettore.

L'obiettivo dell'analisi è stimare la prevalenza totale richiesta per vincere le resistenze idrauliche dovute alle tubazioni e agli organi di raccordo, così da poter individuare le pompe di circolazione più idonee in termini di portata, efficienza ed affidabilità.

Il calcolo è stato condotto a partire dal tracciato reale della rete, definito nel Capitolo 3, utilizzando le portate di progetto e i diametri nominali scelti per ciascun ramo.

Il fluido termovettore impiegato è acqua calda a 85 °C, con densità $\rho = 972 \text{ kg/m}^3$ e viscosità dinamica $\mu = 0,00038 \text{ Pa}\cdot\text{s}$, valori ricavati da tabelle termofisiche standard.

Le perdite complessive sono state calcolate come somma delle perdite distribuite lungo le condotte e delle perdite concentrate dovute a curve, derivazioni a T e riduzioni concentriche. I coefficienti di perdita locale sono stati stimati secondo la letteratura di riferimento (Idelchik, 1986; Crane Co., 2018) e calibrati in base alle condizioni di esercizio della rete.

4.1 Perdite distribuite

Le perdite di carico distribuite sono state calcolate con la formula di Darcy–Weisbach:

$$\frac{\Delta p}{L} = f \frac{\rho v^2}{2d}$$

dove:

- Δp = caduta di pressione [Pa];
- L = lunghezza del tubo [m];
- d = diametro interno [m];
- v = velocità del fluido [m/s];
- f = coefficiente d'attrito di Darcy;
- ρ = densità del fluido [kg/m^3].

Il coefficiente d'attrito f è stato stimato con la formula di Swamee–Jain:

$$f = \frac{0.25}{[\log_{10}(\frac{\varepsilon}{3.7d} + \frac{5.74}{Re^{0.9}})]^2}$$

dove ε è la rugosità interna della condotta (assunta pari a 0,045 mm per tubazioni in acciaio) e Re è il numero di Reynolds:

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu}$$

Il regime di moto risulta pienamente turbolento, con $Re > 2 \times 10^4$, condizione tipica per reti di teleriscaldamento a media temperatura.

Nelle tabelle seguenti si mostrano i risultati numerici ottenuti.

Numeri di Reynolds:

Ramo	d [mm]	Q [m³/s]	A [m²]	v [m/s]	Reynolds
Ramo 1.3	114,3	0,021132	0,010261	2,06	636242,3258
Ramo 1.2	114,3	0,023301	0,010261	2,27	701547,1994
Ramo 1.1	168,3	0,044434	0,022246	1,99	908552,2649
Ramo 1	168,3	0,056188	0,022246	2,52	1148897,928
Ramo 2.4	114,3	0,019298	0,010261	1,88	581021,3163
Ramo 2.3	114,3	0,020303	0,010261	1,97	611272,818
Ramo 2.2	168,3	0,037528	0,022246	1,68	767345,114
Ramo 2.1	168,3	0,047783	0,022246	2,14	977036,0976
Ramo 2	168,3	0,049219	0,022246	2,21	1006386,32
Ramo 3.3	114,3	0,016778	0,010261	1,63	505152,3947
Ramo 3.2	139,7	0,029139	0,015328	1,90	717786,1246
Ramo 3.1	139,7	0,025774	0,015328	1,68	634889,1019
Ramo 3	168,3	0,042552	0,022246	1,91	870070,8631

Fattori f:

Ramo	d [mm]	Reynolds	ε/d	f (Darcy)
Ramo 1.3	114,3	636242,3258	0,000394	0,016852
Ramo 1.2	114,3	701547,1994	0,000394	0,016774
Ramo 1.1	168,3	908552,2649	0,000267	0,015528
Ramo 1	168,3	1148897,928	0,000267	0,015361
Ramo 2.4	114,3	581021,3163	0,000394	0,016931
Ramo 2.3	114,3	611272,818	0,000394	0,016886
Ramo 2.2	168,3	767345,114	0,000267	0,015668
Ramo 2.1	168,3	977036,0976	0,000267	0,015473
Ramo 2	168,3	1006386,32	0,000267	0,015452
Ramo 3.3	114,3	505152,3947	0,000394	0,017062
Ramo 3.2	139,7	717786,1246	0,000322	0,016198
Ramo 3.1	139,7	634889,1019	0,000322	0,016306
Ramo 3	168,3	870070,8631	0,000267	0,015562

Cadute di pressione:

Ramo	d [mm]	L [m]	P_in [bar]	v [m/s]	f (Darcy)	Δp [bar]	P_out [bar]
Ramo 1.3	114,3	500	6,471	2,060	0,016852	1,521	4,949
Ramo 1.2	114,3	270	6,471	2,271	0,016774	0,994	5,476
Ramo 1.1	168,3	90	6,632	1,997	0,015528	0,161	6,471
Ramo 1	168,3	130	7,000	2,526	0,015361	0,368	6,632
Ramo 2.4	114,3	135	6,140	1,881	0,016931	0,344	5,796
Ramo 2.3	114,3	30	6,224	1,979	0,016886	0,084	6,140
Ramo 2.2	168,3	50	6,289	1,687	0,015668	0,064	6,224
Ramo 2.1	168,3	260	6,825	2,148	0,015473	0,537	6,289
Ramo 2	168,3	80	7,000	2,212	0,015452	0,175	6,825
Ramo 3.3	114,3	140	6,770	1,635	0,017062	0,272	6,498
Ramo 3.2	139,7	325	6,425	1,901	0,016198	0,663	5,763
Ramo 3.1	139,7	100	6,770	1,681	0,016306	0,161	6,425
Ramo 3	168,3	85	7,000	1,913	0,015562	0,140	6,770

Si procede analogamente con i rami relativi a ciascuna palazzina

Ramo	d [mm]	L [m]	Q [m³/s]	P_in ramo [bar]	Δp tot [bar]	P_out [bar(g)]
Baracche Orais – uffici/magazzini	33,7	50	0,001404	4,949	0,408	4,541
Capannone n°4 (complesso)	114,3	15	0,019729	4,949	0,040	4,909
Poligono in galleria	76,1	200	0,008118	5,476	0,758	4,719
Capannone n°3 (complesso)	114,3	15	0,015183	5,476	0,024	5,452
P.na Chiamenti – alloggi/uffici	88,9	120	0,011754	6,471	0,422	6,049
Capannone n°6	76,1	170	0,009697	5,796	0,911	4,885
Officina leggera del Nizza	76,1	25	0,009601	5,796	0,131	5,664
Alloggi sottoufficiali ex 28°	33,7	30	0,001005	6,140	0,129	6,011
P.na Picchio – alloggi/uffici	114,3	20	0,017225	6,224	0,041	6,183
Capannone n°5	76,1	40	0,010255	6,289	0,239	6,050
Infermeria	33,7	20	0,001435	6,825	0,171	6,654
Cappella	33,7	40	0,001069	7,000	0,193	6,807
Capannone n°2 (complesso)	114,3	160	0,016890	6,037	0,315	5,722
Piscina	88,9	20	0,012249	6,037	0,076	5,961
P.na Cracco (complesso)	76,1	190	0,008995	6,700	0,879	5,820
P.na Babini	76,1	240	0,009601	6,588	1,261	5,327
P.na Passalacqua	76,1	40	0,007177	6,588	0,119	6,469
Mensa	76,1	50	0,010734	6,860	0,327	6,533

4.2 Perdite concentrate – Derivazioni a T

Le derivazioni a T sono state modellate mediante la relazione:

$$\Delta p = K \frac{\rho v_1^2}{2}$$

dove K rappresenta il coefficiente di perdita locale.

In assenza di valori tabellari specifici, sono stati assunti:

- $K = 1,2$ per il ramo di derivazione (*branch*);
- $K = 0,3$ per il ramo principale (*run*),
coerenti con velocità del fluido pari a circa 2 m/s per acqua a 85 °C.

In tabella i risultati ottenuti per ogni raccordo

Raccordo	dr [m]	db [m]	Qr_m3s	Qb_m3s	hLr [m]	hLb [m]	ΔPr [kPa]	ΔPb [kPa]
DN150X80 1	0,168	0,089	0,044	0,012	0,060	0,229	0,570	2,180
DN150X100 1.1	0,168	0,114	0,021	0,023	0,014	0,311	0,130	2,961
DN100X100 1.2	0,114	0,114	0,008	0,015	0,009	0,132	0,090	1,260
DN100X100 1.3	0,114	0,114	0,002	0,019	0,001	0,212	0,006	2,021
DN150X25 2	0,168	0,034	0,048	0,002	0,072	0,297	0,684	2,830
DN150X100 2.2	0,168	0,114	0,020	0,017	0,012	0,170	0,118	1,618
DN100X25 2.3	0,114	0,034	0,019	0,001	0,053	0,074	0,505	0,707
DN100X65 2.4	0,114	0,076	0,009	0,011	0,012	0,360	0,113	3,429
DN150X125 3	0,168	0,140	0,038	0,017	0,045	0,075	0,428	0,711
DN100X65 3.3	0,114	0,076	0,010	0,007	0,015	0,146	0,140	1,389
DN125X65 3.1	0,140	0,076	0,029	0,009	0,054	0,241	0,517	2,295
DN125X80 3.2	0,140	0,089	0,017	0,012	0,019	0,228	0,178	2,170

4.3 Perdite concentrate – Curve

Per le curve a 90°, la perdita concentrata è stata calcolata come:

$$\Delta p = K \frac{\rho v_p^2}{2}$$

con K determinato in base alla correlazione di Idelchik (1986):

$$K = K_0 \left(\frac{R}{D} \right)^{-0.5}$$

dove $K_0 = 0,9$, R il raggio di curvatura e D il diametro interno del tubo.

Risultati:

Ramo	R [m]	D [m]	Q [m³/s]	R/D [-]	K [-]	V [m/s]	Δp [Pa]	hL [m]	Δp [bar]
Ramo 1.3	0,152	0,114	0,0211	1,33333	0,78	2,067	1617	0,170	0,016
Orasis	0,072	0,034	0,0015	2,11764	0,62	1,652	819	0,086	0,008
Poligono	0,175	0,076	0,0081	2,30263	0,59	1,785	918	0,096	0,009
Ramo 3.2	0,19	0,139	0,0291	1,36690	0,77	1,917	1374	0,144	0,014

4.4 Perdite concentrate - Riduzioni concentriche

Le riduzioni concentriche sono state calcolate secondo il modello CRANE (2018):

$$K = 0.8 \sin \left(\frac{\theta}{2} \right) (1 - \beta^2)$$

dove:

- θ = angolo totale di restringimento (assunto pari a 40°);
- $\beta = \frac{D_2}{D_1}$ rapporto tra diametri a valle e a monte.

La perdita di pressione associata risulta:

$$\Delta p = K \frac{\rho v_p^2}{2}$$

Risultati

Ramo	Q [m³/s]	D [m]	d [m]	$\beta = d/D$	v [m/s]	K (Crane)	Δp [Pa]	ΔH [m]
Ramo 1.3	0,021	0,168	0,114	0,679	2,047	0,0748	151,7	0,016
Poligono	0,008	0,114	0,076	0,665	1,759	0,0773	115,7	0,012
Orasis	0,001	0,114	0,033	0,294	1,121	0,1268	77,1	0,008
Ramo 2.3	0,020	0,168	0,114	0,679	1,949	0,0748	137,6	0,014
Capannone 6	0,010	0,114	0,076	0,665	2,199	0,0773	180,9	0,019
Ramo 3.1	0,038	0,168	0,139	0,830	2,479	0,0432	128,5	0,013
Capannone 2	0,017	0,139	0,114	0,818	1,657	0,0459	61,0	0,006
Babini	0,010	0,114	0,076	0,665	2,199	0,0773	180,9	0,019
Capannone 5	0,010	0,168	0,076	0,452	2,199	0,1105	258,5	0,027

Si procede ora al calcolo della prevalenza critica per ogni ramo in modo da dimensionare la pompa più adatta.

Ramo 1

Nome palazzina	P dis tot [m]	P con tot [m]	P tot [m]
Baracche Orais – uffici/magazzini	25,770	0,354	26,124
Capannone n°4 (complesso)	21,909	0,471	22,380
Poligono in galleria	23,909	0,401	24,310
Capannone n°3 (complesso)	16,217	0,503	16,720
P.na Chiamenti – alloggi/uffici	8,277	0,229	8,506

Si assume come anello di riferimento per la prevalenza nella scelta della pompa quello che raggiunge la palazzina “Baracche orasis”

Ramo 2

Nome palazzina	P dis tot[m]	P con tot [m]	P tot [m]
Capannone n°6	22,167	0,302	22,469
Officina leggera del Nizza	13,999	0,631	14,630
Alloggi sottoufficiali ex 28°	10,363	0,292	10,655
P.na Picchio – alloggi/uffici	8,559	0,362	8,921
Capannone n°5	9,961	0,08	10,041
Infermeria	3,621	0,297	3,918

Si assume come anello di riferimento per la prevalenza nella scelta della pompa quello che raggiunge la palazzina “Capannone n°6”

Ramo 3

Nome palazzina	P dis tot[m]	P con tot [m]	P tot [m]
Capannone n°2 (complesso)	16,266	0,282	16,548
Piscina	13,766	0,485	14,251
P.na Cracco (complesso)	15,237	0,3	15,537
P.na Babini	14,072	0,109	14,181
P.na Passalacqua	6,512	0,221	6,733

Si assume come anello di riferimento per la prevalenza nella scelta della pompa quello che raggiunge la palazzina “Capannone n°6”

Il calcolo della prevalenza necessaria per il tratto di ritorno della rete di teleriscaldamento è stato condotto ipotizzando un percorso idraulico perfettamente simmetrico rispetto alla mandata. In tale configurazione, le lunghezze dei rami e le caratteristiche geometriche delle condotte restano invariate, mentre variano le proprietà termofisiche del fluido a causa della diminuzione di temperatura successiva allo scambio termico con le utenze.

Nel ramo di ritorno, l'acqua presenta una temperatura media di circa 70 °C, a fronte degli 85 °C della mandata. Tale differenza comporta un leggero aumento della densità (da circa 973 a 978 kg/m³) e un incremento della viscosità dinamica (da $3,6 \cdot 10^{-4}$ a $4,04 \cdot 10^{-4}$ Pa·s).

Si riportano in tabella i risultati solo per i rami critici che risulteranno poi determinanti per determinare la prevalenza necessaria per il sistema di pompaggio.

Ramo	P in [bar]	Reynolds	ϵ/D [-]	f (Darcy)	Δp tot [bar]	h_f tot [m]	P out [bar]
Ramo 1	2,438	1029031,327	0,000267	0,015436	0,370	3,878	2,068
Ramo 1.1	2,600	813761,3623	0,000267	0,015617	0,162	1,699	2,438
Ramo 1.3	4,130	569862,0122	0,000394	0,016948	1,530	16,033	2,600
Baracche Orais	4,541	128366,8574	0,001335	0,023013	0,411	4,310	4,130

Per le perdite concentrate si registra un incremento infinitesimale per le curve a 90° e per le derivazioni a T mentre un significativo decremento per i raccordi, percorsi non più come restrizioni ma come incrementi di diametro. In modo conservativo si mantiene lo stesso valore delle perdite concentrate della mandata.

Prevalenza complessiva da garantire e portata

Ramo	Prevalenza mandata [m]	Prevalenza ritorno [m]	Prevalenza Tot [m]	Portata [m ³ /s]
Ramo 1	26,1	26,3	52,4	0,056188
Ramo 2	22,5	22,6	45,1	0,049219
Ramo 3	16,5	16,6	33,1	0,054912
Mensa	3,4	3,4	6,8	0,010734
Cappella	2	2	4	0,001069

Si considera per la scelta del sistema di pompaggio la portata complessiva e la prevalenza di 60 m

4.5 Sistema di pompaggio

Per garantire la portata complessiva di progetto pari a 583 m³/h e una prevalenza totale di 60 m, è stata selezionata una pompa centrifuga orizzontale a doppia aspirazione modello MISA CRD 250-500, appartenente alla serie CRD prodotta da *MISA S.r.l.*

Questa gamma di pompe è specificamente progettata per applicazioni industriali e per reti di teleriscaldamento di media e grande portata, dove sono richieste elevate portate, continuità di servizio e affidabilità operativa.

La macchina è di tipo centrifugo a cassa divisa orizzontale (split-case), caratterizzata da una girante bilanciata idraulicamente a doppia aspirazione, che consente di ridurre le spinte assiali sull'albero e garantire un funzionamento regolare e silenzioso.

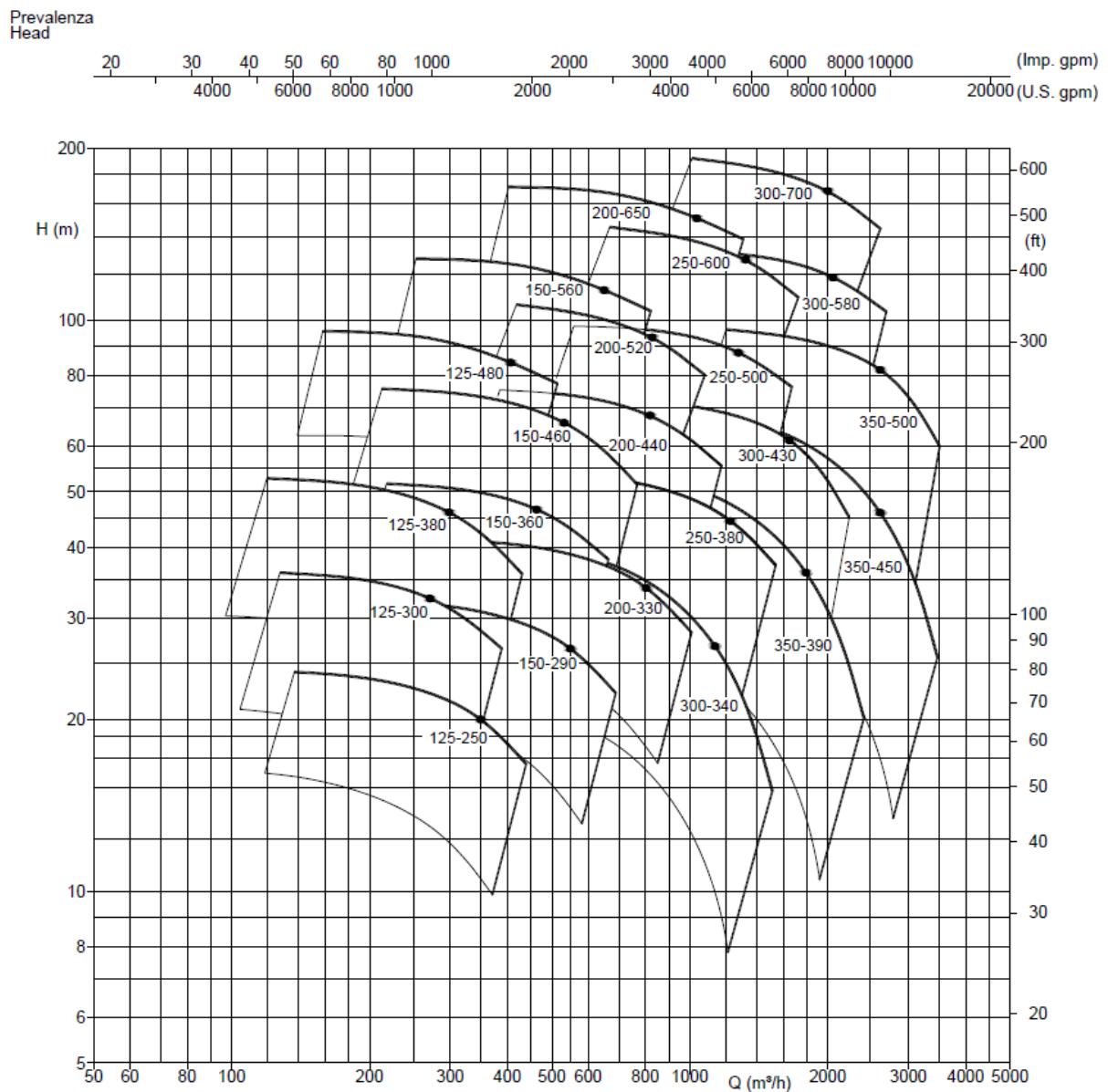
L'albero è sostenuto da cuscinetti lubrificati a grasso, mentre la tenuta dell'albero può essere realizzata con baderna o tenuta meccanica, a seconda delle condizioni operative e delle esigenze manutentive.

Le principali caratteristiche costruttive della pompa sono riportate di seguito:

- Corpo pompa in ghisa EN-GJL-250 (disponibile su richiesta anche in acciaio inox o bronzo);
- Girante in ghisa o bronzo, equilibrata dinamicamente secondo norma ISO 1940;
- Bocche flangiate DN 250, secondo standard UNI EN 1092-2 PN16;
- Velocità di rotazione nominale 1480 giri/min;
- Temperatura massima di esercizio 105 °C;
- Pressione massima di esercizio 16 bar.



In assenza della curva caratteristica dettagliata del modello selezionato, si assume che il punto di progetto ($583 \text{ m}^3/\text{h}$, 60 m) assuma un buon livello di efficienza di funzionamento in quanto posizionato al centro dei limiti di operabilità della pompa.



La scelta di una pompa a doppia aspirazione si è rivelata particolarmente idonea per il sistema di teleriscaldamento della Caserma “Babini”, poiché consente di raggiungere alte portate a basse velocità di rotazione, con conseguente riduzione delle vibrazioni meccaniche, della rumorosità e dell’usura dei cuscinetti.

Tali caratteristiche rendono la pompa affidabile nel servizio continuo, garantendo stabilità idraulica e longevità operativa anche in condizioni di funzionamento prolungato e variabile nel corso dell’anno.

Capitolo 5 – Perdite termiche e scelta degli scambiatori

In questo capitolo viene analizzata la dispersione termica lungo la rete di teleriscaldamento e viene avviato il dimensionamento preliminare degli scambiatori di calore destinati alle sottocentrali.

L'obiettivo principale è stimare la potenza termica dissipata attraverso le tubazioni preisolate e valutare il suo impatto sul rendimento complessivo del sistema, per poi determinare la superficie di scambio necessaria a garantire la corretta trasmissione di calore agli impianti degli edifici.

Il calcolo delle perdite è stato condotto utilizzando i dati tecnici del catalogo del produttore dei tubi preisolate, scelti nel Capitolo 3 (serie *Tecnotherm*, conforme alla norma EN 253).

La stima si basa su un'analisi condotta per ogni tratto di rete, calcolando la perdita di calore per metro lineare e successivamente la perdita complessiva su ciascun ramo.

Le dispersioni sono state determinate a partire dalla differenza di temperatura tra il fluido termovettore e il terreno circostante, tenendo conto della resistenza termica totale offerta dagli strati costruttivi del tubo e dal terreno di posa.

5.1 Perdite termiche nelle condotte

La potenza termica persa per unità di lunghezza è stata stimata mediante la relazione:

$$q' = \frac{\Delta T}{R_{tot}}$$

dove:

- q' = perdita termica lineare [W/m];
- ΔT = differenza di temperatura tra l'interno del tubo e il terreno circostante [K];
- R_{tot} = resistenza termica complessiva del sistema tubo-suolo [m·K/W].

La potenza termica totale dispersa da ciascun tratto è stata quindi calcolata come:

$$Q_{perd} = q' L$$

dove L rappresenta la lunghezza del tratto di tubazione [m].

Resistenza termica complessiva

La resistenza totale è ottenuta come somma delle resistenze dei singoli strati costruttivi e del terreno circostante:

$$R_{tot} = R_{PUR} + R_{PE} + R_{suolo}$$

dove:

- R_{PUR} = resistenza dello strato di poliuretano espanso (isolante);
- R_{PE} = resistenza della guaina esterna in polietilene;
- R_{suolo} = resistenza termica del terreno.

La resistenza termica di uno strato cilindrico è data da:

$$R = \frac{\ln(\frac{r_o}{r_i})}{2\pi\lambda}$$

dove r_i e r_o sono i raggi interno ed esterno dello strato [m], e λ la conduttività termica del materiale [W/m·K].

Per il terreno, la resistenza è calcolata con la formula:

$$R_{suolo} = \frac{\ln(\frac{2z}{r_{PE,o}})}{2\pi k_s}$$

dove:

- z = profondità del centro tubo sotto la superficie [m];
- $r_{PE,o}$ = raggio esterno del rivestimento in PE [m];
- k_s = conducibilità termica del terreno [W/m·K].

5.2 Ipotesi di calcolo e risultati

- Temperatura media del fluido: $T_m = 85^\circ C$;
- Temperatura del terreno: $T_s = 12^\circ C$;
- Profondità media di posa: $z = 0,8\text{ m}$;
- Conduttività termica del poliuretano: $\lambda_{PUR} = 0,027\text{ W/m} \cdot \text{K}$;
- Conduttività termica del polietilene: $\lambda_{PE} = 0,45\text{ W/m} \cdot \text{K}$;
- Conduttività termica del terreno: $k_s = 1,5\text{ W/m} \cdot \text{K}$.

I raggi interni ed esterni di ciascun strato sono stati ricavati direttamente dai dati del catalogo Tecnotherm, e per ogni diametro nominale è stata calcolata la resistenza termica totale R_{tot} .

I valori di q' e Q_{perd} ottenuti per ciascun tratto saranno riportati in apposite tabelle di sintesi, suddivise per ramo principale e per derivazioni, in modo da valutare l'incidenza percentuale delle perdite rispetto alla potenza distribuita.

Calcoli

Dati raggi tubi:

DN	Rin PUR [mm]	Rout PUR [mm]	Rin PE [mm]	Rout PE [mm]
DN150	168,3	272,2	272,2	280
DN125	139,7	242,8	242,8	250
DN100	114,3	218,2	218,2	225
DN80	88,9	174	174	180
DN65	76,1	154	154	160
DN25	33,7	104	104	110

Una volta noti i raggi interni ed esterni di ogni materiale si calcolano le resistenze:

DN	Rpur [K m/W]	Rpe [K m/W]	Rsuolo [K m/W]	Rtot [K m/W]
DN150	2,8341	0,0104	0,2756	3,1201
DN125	3,2582	0,0108	0,2859	3,5549
DN100	3,8114	0,0113	0,2956	4,1184
DN80	3,9585	0,0125	0,3167	4,2877
DN65	4,1551	0,0141	0,328	4,4973
DN25	6,6426	0,0207	0,3647	7,028

Una volta note le resistenze si calcolano le perdite su ogni tratto, si riportano tutti i risultati nella tabella seguente:

Tubo	Tin [°C]	Rtot [K·m/W]	q' [W/m]	Q_tot [kW]	ΔT_fluido [K]	T_uscita [°C]
DN150 - Ramo 3	85,00	3,1201	23,3965	1,8717	0,0084	84,99
DN150-Ramo 1	85,00	3,1201	23,3965	3,0415	0,0133	84,99
DN150-Ramo 1.1	84,99	3,1201	23,3923	2,1053	0,0117	84,97
DN150-Ramo 2	85,00	3,1201	23,3965	1,8717	0,0094	84,99
DN150-Ramo 2.1	84,99	3,1201	23,3935	6,0823	0,0314	84,96
DN150-Ramo 2.2	84,96	3,1201	23,3835	1,1692	0,0077	84,95
DN125-Ramo 3.1	84,99	3,5549	20,5325	2,0533	0,0133	84,98
DN125-Ramo 3.2	84,98	3,5549	20,5288	6,6719	0,0565	84,92
DN100-Ramo 1.2	84,97	4,1184	17,7193	4,7842	0,0506	84,92
DN100-Ramo 1.3	84,92	4,1184	17,7070	8,8535	0,1034	84,82
DN100-Ramo 2.3	84,95	4,1184	17,7136	0,5314	0,0064	84,95
DN100-Ramo 2.4	84,95	4,1184	17,7121	2,3911	0,0305	84,91
DN100-Ramo 3.3	84,92	4,1184	17,7064	2,4789	0,0364	84,89
DN100-Capannone 4	84,82	4,1184	17,6819	0,2652	0,0033	84,82
DN100-Capannone 3	84,92	4,1184	17,7070	0,2656	0,0043	84,92
DN100-P.na Picchio	84,95	4,1184	17,7136	0,3543	0,0051	84,95
DN100-Capannone 2	84,92	4,1184	17,7064	2,8330	0,0413	84,88
DN80-P.na Chiamenti	84,99	4,2877	17,0223	2,0427	0,0430	84,94
DN80-Piscina	84,92	4,2877	17,0072	0,3401	0,0069	84,91
DN65-Poligono	84,92	4,4973	16,2153	3,2431	0,0986	84,83
DN65-Capannone 6	84,91	4,4973	16,2131	2,7562	0,0700	84,84
DN65-Officina Nizza	84,91	4,4973	16,2131	0,4053	0,0104	84,90
DN65-Capannone 5	84,96	4,4973	16,2230	0,6489	0,0157	84,94
DN65-P.na Cracco	84,98	4,4973	16,2273	3,0832	0,0835	84,89
DN65-P.na Babini	84,89	4,4973	16,2066	2,7389	0,0703	84,82
DN65-P.na Passalacqua	84,89	4,4973	16,2066	0,6483	0,0222	84,86
DN65-Mensa	85,00	4,4973	16,2321	0,8116	0,0187	84,98
DN25-Orasis	84,82	7,0280	10,3615	0,5181	0,0912	84,73
DN25-Alloggi sottufficiali	84,95	7,0280	10,3792	0,3114	0,0697	84,88
DN25-Infermeria	84,99	7,0280	10,3856	0,2077	0,0366	84,95
DN25-Cappella	85,00	7,0280	10,3870	0,4155	0,0931	84,91

Si stima quindi una perdita complessiva di 65,8 kW per la manda e 52,3 kW per il ritorno.

5.3 Scelta delle sottocentrali termiche

Per ciascun edificio collegato alla rete di teleriscaldamento è prevista l'installazione di una sottocentrale termica prefabbricata del produttore STEA S.p.A., selezionata in base alla potenza termica da scambiare e alla tipologia di servizio.

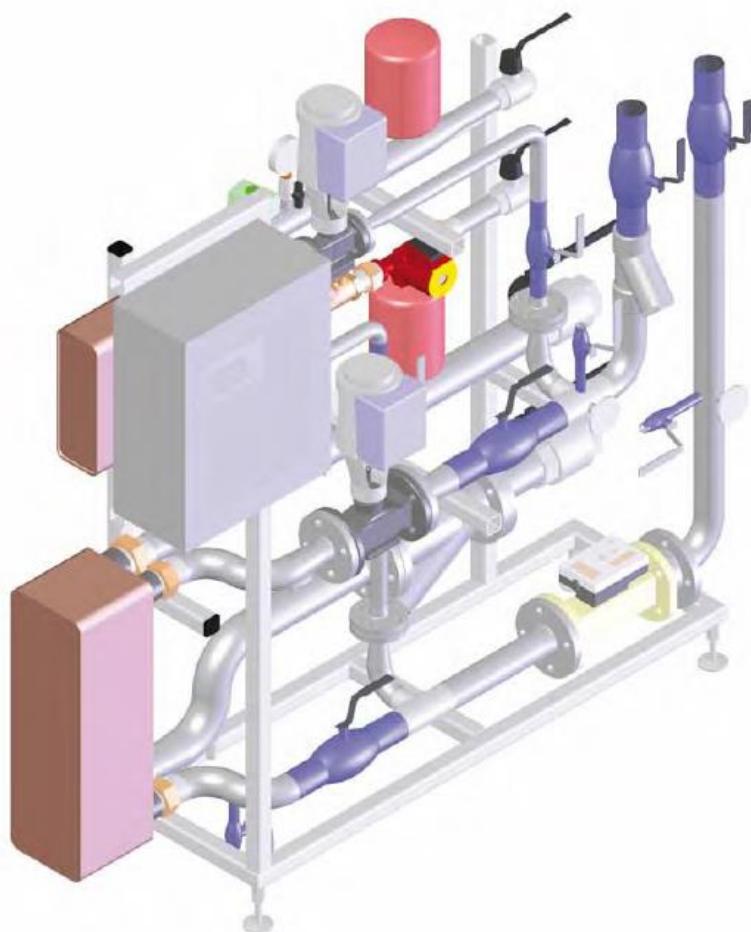
Le sottocentrali garantiscono la separazione idraulica tra rete primaria e impianti interni, permettendo una regolazione indipendente e una contabilizzazione accurata dell'energia fornita.

Sono stati adottati i modelli della serie RBT e RHBT, conformi alla direttiva 2014/68/UE (PED) e specificamente progettati per reti di teleriscaldamento a bassa e media temperatura ($T_{mand} \leq 95^{\circ}\text{C}$).

I modelli RBT sono dedicati alle utenze con sola funzione di riscaldamento, mentre i modelli RHBT includono un modulo per la produzione di acqua calda sanitaria.

Per tutti i modelli è stata scelta la configurazione con scambiatori a piastre ispezionabili, che garantiscono migliori prestazioni nel tempo, minore perdita di carico a parità di superficie di scambio e facilità di manutenzione.

Si riporta in figura la rappresentazione schematica della sottocentrale.



La potenza termica nominale delle sottocentrali prefabbricate varia da 100 kW a 1500 kW, coprendo l'intero intervallo di fabbisogni individuato per gli edifici della Caserma "Babini".

Di seguito la tabella con la sottocentrale scelta per ogni palazzina:

Edificio	Potenza richiesta (kW)	Taglia consigliata (kW)	Modello
Baracche Orais: uffici – magazzini	88	100	RH 100
Capannone n°4 (complesso)	1237	1500	RH 1500
Poligono in galleria	509	600	RH 600
Capannone n°3 (complesso)	952	1000	RH 1000
P.na “Chiamenti”: alloggi – uffici	737	800	RH 800
Capannone n°6	608	700	RH 700
Officina leggera del Nizza	602	700	RH 700
Alloggi sottufficiali ex 28°	63	100	RH 100
P.na “Picchio”: alloggi – uffici	1080	1200	RH 1200
Capannone n°5	643	700	RH 700
Infermeria	90	100	RH 100
Cappella	67	100	RH 100
Capannone n°2 (complesso)	1059	1200	RH 1200
Piscina	768	800	RH 800
P.na “Cracco” (complesso)	564	600	RH 600
P.na “Babini”	602	700	RH 700
P.na “Passalacqua”	450	450	RH 450
Mensa	673	700	RH 700

Capitolo 6 – Scelta del sistema di generazione del calore

6.1 Criteri di scelta del sistema di generazione del calore

La definizione del sistema di generazione del calore rappresenta una fase cruciale nella progettazione di una rete di teleriscaldamento.

La centrale termica è infatti l'elemento che determina in misura maggiore l'efficienza complessiva del sistema, la sua sostenibilità ambientale, l'affidabilità di esercizio e i costi di gestione lungo l'intero ciclo di vita dell'impianto.

In particolare, la scelta della tecnologia di produzione deve assicurare il corretto equilibrio tra prestazioni energetiche, costi operativi, flessibilità di funzionamento e ridotto impatto ambientale, in coerenza con gli obiettivi di efficienza e decarbonizzazione definiti dalla normativa vigente.

Quadro normativo di riferimento

Il quadro legislativo europeo e nazionale in materia di efficienza energetica e produzione di calore è ampio e in continua evoluzione.

La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Energy Efficiency Directive) e le sue revisioni più recenti, recepite in Italia con il D.Lgs. 102/2014 e successivi aggiornamenti, stabiliscono che la progettazione e l'esercizio dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento debbano privilegiare soluzioni ad alto rendimento e favorire il recupero di calore di scarto e l'impiego di fonti rinnovabili.

In particolare, l'articolo 14 della Direttiva richiede che gli Stati membri promuovano l'adozione di sistemi di teleriscaldamento efficienti, definiti come reti che utilizzano almeno il 50% di energia rinnovabile, oppure il 50% di calore di scarto, oppure il 75% di calore cogenerato o una combinazione equivalente.

A livello tecnico, la norma UNI EN 12828:2019 (Impianti di riscaldamento negli edifici – Progettazione delle apparecchiature di sicurezza, controllo e regolazione) costituisce il riferimento principale per la progettazione degli impianti idronici a fluido d'acqua.

Essa definisce i requisiti per la scelta e il dimensionamento dei generatori, dei dispositivi di sicurezza e di controllo.

La norma sottolinea inoltre la necessità di garantire rendimenti elevati, modulazione del carico termico, funzionamento sicuro in condensazione e compatibilità con i sistemi di distribuzione esistenti.

Per la valutazione delle prestazioni energetiche, il riferimento metodologico è la UNI/TS 11300/4/2023, che definisce i criteri per il calcolo dei rendimenti di generazione del calore e dei fattori di conversione dell'energia primaria.

Tale norma distingue tra rendimento utile, rendimento di combustione e rendimento globale di sistema, consentendo di confrontare tecnologie diverse su basi omogenee.

L'applicazione di tale standard permette inoltre di stimare con coerenza gli indicatori di

efficienza energetica richiesti dalle certificazioni ambientali e dai piani di riqualificazione pubblica.

Infine, in linea con gli obiettivi della Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) sulla promozione delle energie rinnovabili, la scelta dei sistemi di generazione deve tener conto della possibilità di integrare, anche in prospettiva futura, quote di energia rinnovabile o di calore di recupero. La direttiva incoraggia infatti la progettazione di impianti “ibridi” e flessibili, predisposti all'accoppiamento con pompe di calore, collettori solari termici o moduli di cogenerazione ad alto rendimento (CAR).

Parametri tecnici di selezione

La scelta della tecnologia di generazione non può essere basata unicamente sul rendimento nominale del generatore, ma deve considerare l'efficienza stagionale effettiva e la coerenza idraulica con la rete di distribuzione.

I principali parametri tecnici di riferimento includono:

- Rendimento utile e globale: misura la capacità del sistema di trasformare l'energia del combustibile in calore utile.
- Campo di modulazione: indica la capacità del generatore di adattarsi alla domanda termica reale, riducendo i cicli di accensione e spegnimento e migliorando la stabilità operativa.
- Affidabilità e ridondanza: l'impianto deve garantire la continuità di servizio anche in caso di fermo di un modulo, mediante configurazioni N+1 o circuiti paralleli.
- Compatibilità idraulica: le temperature di mandata e ritorno devono essere compatibili con il sistema di distribuzione.
- Durata utile e manutenzione: la vita media dei generatori industriali è normalmente compresa tra 15 e 25 anni; la facilità di accesso, la modularità e la standardizzazione dei componenti incidono in modo significativo sui costi operativi complessivi.

Aspetti ambientali ed economici

Oltre agli aspetti prestazionali, la scelta della tecnologia deve rispondere a criteri ambientali ed economici coerenti con la politica energetica nazionale.

Le emissioni dirette di CO₂, di ossidi di azoto (NO_x) e di particolato costituiscono parametri di valutazione essenziali; le tecnologie più recenti consentono una riduzione significativa di tali inquinanti rispetto ai generatori a gasolio o ai combustibili solidi.

Dal punto di vista economico, il costo livellato del calore (LCOH – *Levelized Cost of Heat*) rappresenta l'indicatore sintetico che integra investimento iniziale, costi di manutenzione e rendimento medio stagionale, fornendo un criterio comparativo uniforme tra soluzioni differenti.

Approccio multicriterio

La definizione della configurazione ottimale della centrale termica deve quindi basarsi su un'analisi multicriterio che tenga conto di parametri energetici, ambientali, tecnici ed economici.

Tale approccio consente di individuare il miglior compromesso tra efficienza, sostenibilità, costo e affidabilità.

Nei paragrafi successivi verranno analizzate le principali alternative tecnologiche applicabili al caso della Caserma “Babini” e successivamente sviluppata l’ipotesi progettuale ritenuta più adatta.

6.2 Analisi delle alternative tecnologiche

La definizione del sistema di generazione del calore per la Caserma “Babini” richiede la valutazione comparativa di diverse tecnologie disponibili sul mercato, tenendo conto delle condizioni operative locali, della disponibilità di combustibili, dei vincoli impiantistici e delle prescrizioni normative.

In questa fase sono state analizzate due opzioni principali, ritenute rappresentative di soluzioni consolidate e compatibili con l’impianto di teleriscaldamento progettato:

- Caldaie a condensazione alimentate a gas naturale
- Caldaie a biomassa solida (cippato di legno)

Oltre alla valutazione delle singole tecnologie, è stata considerata anche una configurazione ibrida, nella quale più sistemi cooperano in modo complementare per ottimizzare l’efficienza complessiva e la quota di energia rinnovabile.

Caldaie a condensazione alimentate a gas naturale

Le caldaie a condensazione a gas naturale rappresentano, ad oggi, la soluzione tecnologica più diffusa e consolidata per la generazione di calore in reti di teleriscaldamento di piccola e media potenza.

Il principio di funzionamento si basa sul recupero del calore latente contenuto nel vapore acqueo dei fumi di combustione, che viene condensato nello scambiatore di calore.

Ciò consente di raggiungere rendimenti termici superiori a quelli delle caldaie tradizionali, specialmente nei periodi in cui la temperatura di ritorno del circuito primario è sufficientemente bassa da favorire la condensazione.

Dal punto di vista impiantistico, le caldaie a gas naturale offrono grande flessibilità modulare: possono essere installate in batterie di più unità, gestite in sequenza o in parallelo, garantendo ridondanza e continuità di servizio.

I principali vantaggi di questa tecnologia sono:

- elevata efficienza energetica stagionale;
- affidabilità operativa e semplicità di manutenzione;
- ampia disponibilità del combustibile tramite la rete nazionale del gas;
- ridotte emissioni locali di NO_x e CO₂ rispetto al gasolio o alla biomassa;
- rapidità di accensione e risposta alla variazione dei carichi termici.

I limiti principali riguardano la dipendenza da combustibili fossili e la limitata integrazione di energia rinnovabile, che rendono il sistema meno conforme agli obiettivi di neutralità climatica fissati per il 2050.

Per tali ragioni, l'utilizzo di caldaie a gas naturale è oggi ammesso come fonte principale in impianti nuovi solo se la rete rispetta i criteri di "sistema efficiente di teleriscaldamento" stabiliti dall'articolo 14 del D.Lgs. 102/2014, ossia quando almeno una quota significativa del calore distribuito proviene da fonti rinnovabili, cogenerazione o recupero di calore.

Caldaie a biomassa solida (cippato di legno)

Le caldaie a cippato costituiscono una delle alternative rinnovabili più interessanti per sistemi di teleriscaldamento di media taglia.

Il combustibile, costituito da scaglie di legno naturale essiccato, è disponibile in molte aree e può essere approvvigionato da filiere forestali locali, riducendo l'impatto ambientale legato al trasporto e favorendo l'economia territoriale.

Le caldaie a biomassa moderne sono dotate di bruciatori automatici a griglia mobile o a coclea, sistemi di alimentazione e pulizia automatica e filtri per il contenimento delle polveri. Le temperature di combustione sono inferiori a quelle del gas, ma i rendimenti possono superare il 90% grazie al recupero del calore nei fumi.

L'utilizzo di cippato consente inoltre di ridurre in modo significativo le emissioni nette di CO₂, in quanto il carbonio rilasciato in atmosfera durante la combustione è compensato da quello assorbito durante la crescita della biomassa.

Tra i principali vantaggi di questa soluzione si evidenziano:

- impiego di una fonte rinnovabile;
- stabilità dei costi del combustibile nel medio-lungo periodo;
- possibilità di accesso a incentivi nazionali per la produzione di energia termica rinnovabile.

Tuttavia, questa tecnologia presenta anche alcune criticità operative:

- necessità di spazi rilevanti per lo stoccaggio del combustibile e per la logistica di carico;
- maggiore complessità impiantistica e manutentiva;
- emissioni di particolato e composti organici volatili che richiedono sistemi di abbattimento efficaci;
- tempi di risposta più lenti alle variazioni di carico, che rendono utile l'integrazione con altri sistemi per coprire i picchi di domanda.

Dal punto di vista normativo, le caldaie a biomassa devono rispettare la UNI EN 303-5:2021, che stabilisce i requisiti di rendimento e di emissione per i generatori alimentati a combustibili solidi.

Inoltre, l'inserimento di una caldaia a biomassa in un impianto di teleriscaldamento consente di aumentare la quota rinnovabile complessiva del sistema, facilitando la classificazione come “sistema efficiente di teleriscaldamento” secondo la normativa nazionale.

Configurazioni ibride e criteri di integrazione

Alla luce delle considerazioni precedenti, una soluzione particolarmente interessante è rappresentata da una configurazione ibrida, in cui diverse tecnologie operano in modo complementare per ottimizzare il funzionamento della centrale termica.

Un possibile schema prevede:

- una caldaia a biomassa per coprire il carico di base, assicurando un'elevata quota rinnovabile;
- caldaie a gas naturale a condensazione per i carichi di punta e per la regolazione rapida;

Questa combinazione consente di massimizzare il rendimento complessivo e rispettare i criteri di “sistema efficiente di teleriscaldamento” previsti dalla Direttiva 2012/27/UE e dal D.Lgs. 102/2014, ottenendo un equilibrio tra affidabilità, efficienza e sostenibilità.

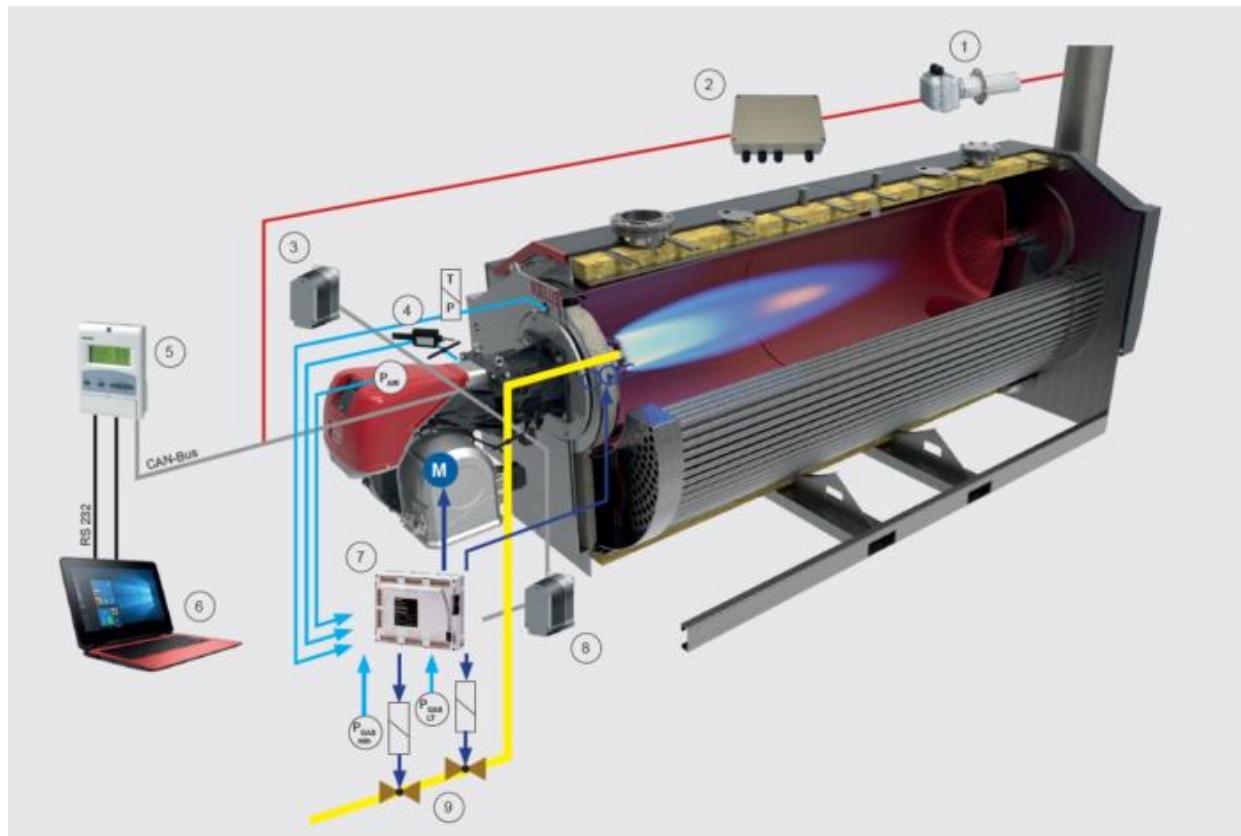
La gestione coordinata dei generatori può essere affidata a un sistema di controllo centralizzato che modula l'apporto di ciascuna tecnologia in funzione delle condizioni climatiche, dei prezzi dei combustibili e della domanda termica istantanea.

6.3 Caldaie a condensazione a gas naturale

Per valutare l'impiego del gas naturale come fonte di generazione del calore nella rete di teleriscaldamento, è stata analizzata una configurazione basata sull'installazione di quattro caldaie Riello TAU N 3000, ciascuna con potenza utile pari a circa 2,9 MW. La potenza

installata complessiva (circa 12 MW) consente di coprire il fabbisogno termico stimato per la Caserma “Babini”, garantendo allo stesso tempo un margine operativo per la gestione dei carichi parziali e per gli interventi di manutenzione programmata.

Di seguito si riporta la rappresentazione della caldaia selezionata.



Caratteristiche rilevanti per il caso di studio

La serie TAU N appartiene alla gamma industriale di Riello ed è progettata specificamente per applicazioni centralizzate con elevate richieste di affidabilità.

Il corpo caldaia presenta una struttura a tre giri di fumo con fascio tubiero in acciaio inox, scelta che permette di ottenere una buona stabilità termica anche nelle fasi di variazione della potenza.

Ogni unità è equipaggiata con un bruciatore modulante Riello RS 3000 EV, capace di modulare la potenza in un intervallo ampio senza penalizzare la combustione. La combinazione di bruciatore premiscelato e controllo elettronico consente di ottenere una combustione precisa anche ai bassi carichi, caratteristica fondamentale in reti con profili di domanda variabili.

Dal punto di vista impiantistico, l'installazione in parallelo delle quattro unità su collettori comuni consente di suddividere il generatore termico in moduli indipendenti, semplificando la gestione delle portate e la regolazione del sistema.

Il circuito primario è dotato di pompe a portata variabile, valvole di intercettazione e strumentazione autonoma per ciascun modulo, mentre il controllo centralizzato è affidato

alla piattaforma RielloTech, che coordina le logiche di accensione, spegnimento e modulazione.

L'architettura della centrale è stata progettata per garantire un funzionamento efficiente nelle diverse condizioni stagionali:

- nei periodi di punta possono essere attivate contemporaneamente tutte le unità;
- nelle mezze stagioni il sistema mantiene in servizio una o due caldaie, che lavorano in un intervallo di carico favorevole al mantenimento del regime di condensazione.

Aspetti di integrazione con la rete di teleriscaldamento

Uno degli elementi che ha guidato la scelta di questa tipologia di caldaie è la capacità di adattarsi alle temperature tipiche delle reti a media temperatura (circa 80–85 °C in mandata), garantendo prestazioni stabili anche in presenza di ritorni relativamente elevati.

La gestione della temperatura di mandata avviene tramite curva climatica, con variazione automatica del setpoint generata in funzione della temperatura esterna e del profilo di carico della rete.

Il controllo della differenza di pressione viene invece affidato alle pompe inverter, che modulano la portata primaria in modo continuo.

L'impianto è completato da:

- sistema di neutralizzazione condense, necessario per la gestione dei residui della combustione in regime di condensazione;
- trattamento chimico dell'acqua per prevenire fenomeni di corrosione e incrostazioni;
- scarico fumi in acciaio inox AISI 316 progettato per funzionamento in condensa;
- strumenti di sicurezza e controllo conformi alle norme UNI EN 15502 e UNI 10412.

Comportamento operativo e gestione energetica

L'adozione di più caldaie di taglia medio-alta consente di ottenere una migliore modulazione rispetto all'installazione di un unico generatore di grande potenza.

Il sistema attiva automaticamente il numero di caldaie necessario a soddisfare la domanda istantanea, mantenendo un funzionamento il più possibile stabile e riducendo i cicli di accensione/spegnimento.

Questo comportamento è particolarmente importante nel contesto di una rete di teleriscaldamento, dove il profilo di carico presenta variazioni giornaliere marcate.

Il funzionamento in cascata permette di:

- limitare il numero di macchine attive in condizioni di carico parziale;
- mantenere le caldaie operative in un intervallo favorevole alla condensazione;

- ridurre il consumo specifico di gas e i costi operativi;
- garantire continuità di servizio anche durante brevi periodi di manutenzione su una singola unità.

Valutazione complessiva della soluzione

La configurazione con quattro caldaie Riello TAU N 3000 offre una soluzione di generazione termica tecnicamente robusta, coerente con le esigenze della rete di teleriscaldamento e con la disponibilità del combustibile nel sito di progetto.

Rispetto alle alternative esaminate, presenta un livello di complessità impiantistica relativamente contenuto, assenza di vincoli logistici significativi e una gestione operativa semplice e ben consolidata.

Pur non trattandosi di una tecnologia rinnovabile, la soluzione a gas naturale risulta pienamente compatibile con eventuali sviluppi futuri della centrale, poiché il sistema può essere affiancato da pompe di calore, cogeneratori o da una quota rinnovabile, in modo da soddisfare i requisiti imposti dalle direttive europee sulla progressiva decarbonizzazione dei sistemi energetici.

6.4 Caldaie a biomassa solida

L'adozione di un sistema di generazione basato sul cippato è stata valutata considerando la possibilità di installare tre caldaie da 4 MW della serie *Compact LN*, una tecnologia progettata per applicazioni di teleriscaldamento con funzionamento continuo e carichi termici significativi.

Questa configurazione permette di raggiungere una potenza installata complessiva pari a 12 MW, suddivisa in linee indipendenti, ciascuna dotata dei propri organi di combustione, scambio termico e filtrazione. La modularità consente di adattare con precisione la potenza erogata all'andamento giornaliero e stagionale della domanda, mantenendo al contempo una buona continuità di servizio.

Di seguito si riporta l'immagine di una caldaia simile di potenza maggiore.



Caratteristiche della tecnologia adottata

Le caldaie della serie Compact LN impiegano un sistema di combustione su griglia mobile a sezioni, accoppiato a una camera interamente raffreddata ad acqua, che garantisce stabilità del processo di combustione anche con combustibili caratterizzati da umidità variabile.

La regolazione dei flussi d'aria è affidata a ventilatori dedicati e a un controllo elettronico basato su misura dell'ossigeno nei fumi, consentendo di mantenere in modo costante le condizioni ottimali di combustione.

Gli scambiatori sono del tipo a tre passaggi di fumo, dotati di sistemi di pulizia automatica che mantengono efficiente il trasferimento termico anche nel funzionamento prolungato.

Ogni linea è completata da un sistema di pre-separazione delle polveri mediante multiciclone e da un filtro a maniche, necessario per rispettare i limiti emissivi previsti dalla normativa vigente.

L'insieme delle dotazioni permette alle caldaie di funzionare in modo continuativo per lunghi periodi, riducendo al minimo le attività di manutenzione straordinaria.

Configurazione della centrale

Il layout proposto prevede tre linee complete e indipendenti, ciascuna comprendente:

- silo di alimentazione con fondo mobile e cocle di trasporto;
- caldaia da 4 MW con griglia mobile;
- multiciclone e filtro a maniche;

- ventilatori di aria primaria e secondaria;
- quadri di comando e regolazione dedicati.

Le tre linee convergono su collettori comuni di mandata e ritorno e sono integrate da un sistema di supervisione centralizzato che definisce il numero di caldaie da mantenere in servizio in funzione del fabbisogno termico reale.

La presenza di più unità di taglia media rende possibile il funzionamento con una sola caldaia nei momenti di carico ridotto, mantenendo in ogni condizione un regime di combustione stabile e tecnicamente corretto.

Aspetti operativi

L'inerzia termica significativa del sistema richiede un funzionamento continuo, con modulazione della potenza erogata e, se necessario, accumuli termici per attenuare le oscillazioni della domanda.

La gestione giornaliera prevede:

- funzionamento con tre linee attive nei picchi invernali;
- impiego alternato di una o due linee nelle mezze stagioni;
- spegnimento pianificato di una linea alla volta per interventi di manutenzione, mantenendo comunque la continuità del servizio.

Questa gestione “a gradini” consente di mantenere elevate le efficienze di combustione, evitando cicli di accensione/spegnimento e mantenendo l’impianto in un intervallo di funzionamento favorevole.

Integrazione nella rete di teleriscaldamento

Le caldaie Compact LN forniscono acqua calda ad alta temperatura verso la rete primaria tramite uno scambiatore integrato a fascio tubiero. Le condizioni operative (temperature nell’intorno di 80–90 °C, pressioni tipiche della rete) sono compatibili con le caratteristiche di progetto del sistema di teleriscaldamento.

La presenza di tre linee permette al sistema di reagire in modo più graduale alle variazioni di carico, riducendo l’escursione delle temperature di ritorno e facilitando la regolazione e il bilanciamento della rete.

6.5 Soluzione ibrida

L’analisi delle due soluzioni prese singolarmente, una centrale termica alimentata esclusivamente gas naturale e una centrale basata interamente sulla biomassa, ha evidenziato vantaggi e criticità complementari.

La scelta finale è stata quindi orientata verso una soluzione ibrida, capace di utilizzare in

modo sinergico le due tecnologie, combinando l'elevata quota rinnovabile della biomassa con la flessibilità e la rapidità di risposta delle caldaie a gas.

Confronto tecnico sintetico delle alternative

L'opzione basata esclusivamente su quattro caldaie a gas naturale Riello TAU N 3000 garantisce ottime prestazioni in termini di continuità di servizio, regolazione del carico e semplicità di gestione. Tuttavia, presenta il limite strutturale di non contribuire alla quota di energia rinnovabile richiesta dalle normative più recenti sul teleriscaldamento e, di conseguenza, non consente al sistema di essere classificato come "sistema efficiente di teleriscaldamento" ai sensi del D.Lgs. 102/2014.

Al contrario, la soluzione completamente basata sulla biomassa, utilizzando tre caldaie Compact LN da 4 MW ciascuna, permette di soddisfare gli obiettivi di sostenibilità e ridurre in modo significativo le emissioni di CO₂. Questa tecnologia, tuttavia, richiede spazi elevati per stoccaggio e logistica del combustibile, integra sistemi di depolverazione complessi e presenta tempi di variazione della potenza meno rapidi rispetto ai generatori a gas naturale. Nel caso specifico della Caserma "Babini", caratterizzato da variazioni giornaliere del carico di una certa entità, l'esercizio esclusivo a biomassa risulterebbe meno efficiente e meno flessibile nei transitori, richiedendo volumi di accumulo termico più grandi e costi operativi non trascurabili.

Motivazioni della scelta della configurazione ibrida

Alla luce di queste considerazioni, è stata analizzata una configurazione bi-combustibile, costituita da:

- una caldaia a cippato Compact LN da 6 MW, scelta come generatore di carico di base
- due caldaie Riello TAU N 3000 da 3 MW, dedicate alla gestione del carico di punta e della modulazione rapida.

Questa configurazione permette di sfruttare i punti di forza di entrambe le soluzioni:

- La caldaia a biomassa opera a regime continuo, mantenendosi sempre nella fascia di rendimento ottimale e coprendo la parte stabile della domanda termica. Rispetto alla configurazione a tre linee da 4 MW, l'adozione di una sola unità da 6 MW riduce notevolmente la complessità impiantistica, lo spazio necessario per il silo e il numero di sistemi di filtrazione richiesti, mantenendo tuttavia una quota rinnovabile significativa.
- Le due caldaie a gas modulano la potenza residua e permettono di seguire con precisione le variazioni della domanda termica, soprattutto nelle mezze stagioni e nelle ore di transizione mattutina e serale. La loro rapidità di risposta elimina i problemi tipici dei sistemi a biomassa nei transitori e consente di evitare sovrardimensionamenti dell'accumulo termico.

- La soluzione consente una riduzione del fabbisogno di combustibile legnoso rispetto alla configurazione 100% biomassa, pur mantenendo un contributo rinnovabile sufficiente ai fini normativi.
- In caso di manutenzione straordinaria sulla caldaia a cippato, la ridondanza garantita dalle caldaie a gas naturale permette comunque il mantenimento del servizio di teleriscaldamento senza interruzioni.

La variante ibrida presenta quindi un equilibrio favorevole tra:

- sostenibilità energetica (quota rinnovabile significativa),
- affidabilità operativa,
- continuità di servizio,
- moderazione dei costi di investimento,
- flessibilità gestionale,
- compatibilità con gli spazi disponibili nella centrale termica.

Dal punto di vista progettuale, la scelta di una Compact LN 6000 come generatore di base consente un funzionamento stabile a pieno regime, condizione necessaria per mantenere la combustione in zona di massima efficienza.

Parallelamente, l'installazione di due Riello TAU N 3000 permette di coprire la potenza residua e garantire il corretto inseguimento dei carichi dinamici della rete, evitando i problemi tipici dell'uso esclusivo della biomassa nei transitori rapidi.

In conclusione, la soluzione ibrida consente di ottenere un impianto robusto, modulabile e coerente con gli obiettivi energetici e ambientali del progetto, integrando in modo efficace una fonte rinnovabile con un sistema di generazione fossile ad alta efficienza.

6.6 Integrazione potenziale di pompe di calore ad acqua di falda

Richiamo alla tecnologia delle pompe di calore

Le pompe di calore costituiscono una delle tecnologie più promettenti per la decarbonizzazione del riscaldamento civile e del teleriscaldamento. Il loro principio di funzionamento si basa sul trasferimento di calore da una sorgente a temperatura relativamente bassa, come aria, acqua o terreno, verso un livello termico più elevato, idoneo all'utilizzo negli impianti di climatizzazione. Nella quasi totalità delle applicazioni di media e grande taglia il ciclo utilizzato è quello a compressione di vapore: un fluido refrigerante evapora in uno scambiatore detto evaporatore, assorbendo calore dalla sorgente, viene compresso da un compressore elettrico che ne innalza pressione e temperatura, condensa in un secondo scambiatore detto condensatore cedendo calore all'utilizzatore, e infine viene espanso attraverso una valvola di laminazione, tornando alle condizioni iniziali.

L'efficienza della macchina è sintetizzata dal coefficiente di prestazione, o COP, definito come rapporto fra la potenza termica resa al condensatore e la potenza elettrica assorbita dal compressore. Valori di COP superiori all'unità indicano che l'energia elettrica immessa viene moltiplicata grazie al contributo gratuito della sorgente; una parte del calore proviene dalla falda, dall'aria o dal terreno, e solo una parte dall'elettricità. In condizioni favorevoli, per ogni chilowattora elettrico assorbito è possibile fornire più chilowattora termici all'utenza.

Nel contesto del teleriscaldamento rivestono particolare interesse le pompe di calore acqua-acqua, che utilizzano una sorgente idrica superficiale o sotterranea e alimentano una rete di distribuzione a fluido liquido. Nel caso delle pompe di calore ad acqua di falda, la sorgente è costituita da un acquifero poco profondo, la cui temperatura presenta variazioni stagionali molto contenute. In Pianura Padana, e in particolare nella pianura novarese, la temperatura della falda superficiale si colloca mediamente intorno a valori dell'ordine di 13–15 °C, con oscillazioni di pochi gradi nell'arco dell'anno. Questa stabilità rende la falda particolarmente adatta ad applicazioni geotermiche a bassa entalpia, perché consente alla pompa di calore di lavorare con condizioni al lato freddo molto più favorevoli rispetto ai sistemi aria-acqua.

Le pompe di calore ad acqua di falda sono normalmente realizzate con circuito aperto: uno o più pozzi di emungimento prelevano l'acqua dall'acquifero, la convogliano verso uno scambiatore acqua-acqua collegato al lato freddo della pompa di calore, e successivamente la reimmettono in falda tramite pozzi di restituzione. L'acqua sotterranea non entra quindi nel circuito frigorifero, ma scambia calore attraverso lo scambiatore, limitando i rischi di incrostazioni e corrosione. In inverno la falda rappresenta una sorgente termica relativamente calda se confrontata con l'aria esterna; in estate può essere utilizzata come pozzo per il raffrescamento, sfruttando il fatto che la sua temperatura rimane inferiore a quella dell'aria ambiente.

Dal punto di vista termodinamico, il fattore determinante per l'efficienza è il salto di temperatura tra la sorgente e il livello termico richiesto dal lato utenza. Nei sistemi di quarta generazione le reti di teleriscaldamento operano con temperature di mandata comprese indicativamente fra 50 e 70 °C; in tali condizioni, alimentare la rete tramite pompe di calore acqua-acqua con sorgente a 12–15 °C consente di raggiungere valori di COP molto interessanti. Nel caso della Caserma "Babini", invece, la rete è stata progettata per funzionare a 85/70 °C, valori tipici delle reti di terza generazione. Questo comporta un salto termico più elevato e quindi un COP più contenuto, ma non esclude a priori la possibilità di impiegare pompe di calore, soprattutto se si immagina nel tempo una progressiva riduzione delle temperature di esercizio.

Schema impiantistico di riferimento

Per inquadrare il possibile ruolo delle pompe di calore nel sistema di teleriscaldamento della Caserma "Babini" è utile descrivere uno schema impiantistico di massima. Si possono

distinguere tre insiemi di componenti: il circuito di falda, la pompa di calore vera e propria e l'integrazione con la centrale termica esistente.

Il circuito di falda comprende un campo di captazione costituito da uno o più pozzi di emungimento, localizzati in aree idonee all'interno o nelle immediate vicinanze del comprensorio militare, una stazione di pompaggio che garantisce la portata richiesta e un sistema di tubazioni che convoglia l'acqua verso lo scambiatore di calore installato in centrale. Dopo aver ceduto parte del proprio contenuto termico al lato freddo della pompa di calore, l'acqua viene reimessa in falda tramite uno o più pozzi di restituzione, disposti a distanza opportuna dai pozzi di emungimento per limitare le interferenze idrauliche e termiche. La portata complessiva e la differenza di temperatura fra ingresso e uscita devono essere definite in funzione della potenza termica da prelevare e delle caratteristiche dell'acquifero.

Il secondo insieme è costituito dalla pompa di calore acqua-acqua, nella quale il circuito frigorifero collega l'evaporatore associato allo scambiatore di falda e il condensatore collegato al lato caldo dell'impianto. Nel caso in esame, il lato caldo può essere concepito in due modi differenti. In un primo scenario la pompa di calore viene collegata direttamente ai collettori di mandata e ritorno della rete, fornendo acqua alle stesse condizioni di temperatura delle caldaie a gas naturale e della caldaia a biomassa previste nella soluzione ibrida. In un secondo scenario, la pompa di calore agisce come preriscaldatore sul ritorno di rete, innalzando la temperatura dell'acqua di ritorno prima che questa venga ulteriormente portata alle condizioni di mandata dai generatori esistenti.

Il terzo insieme riguarda l'integrazione con la centrale termica. La tesi prevede una configurazione ibrida costituita da una caldaia a cippato da 6 MW, destinata a coprire il carico di base, e da due caldaie a gas naturale da 3 MW ciascuna, incaricate della copertura dei carichi di punta e della modulazione rapida. Una pompa di calore di adeguata taglia potrebbe essere inserita come ulteriore generatore di base, andando progressivamente a sostituire o affiancare la caldaia a biomassa nella copertura della quota più stabile del fabbisogno, mentre le caldaie a gas manterrebbero il loro ruolo di generazione di punta e di backup.

Nella configurazione in cui la pompa di calore alimenta direttamente la rete a 85/70 °C, il ciclo frigorifero deve compiere un salto termico significativo tra i circa 15 °C della sorgente e gli oltre 80 °C del lato caldo. In queste condizioni i valori di COP stagionale attesi sono relativamente contenuti. Se invece la pompa di calore viene utilizzata per preriscaldare il ritorno, ad esempio dall'intorno di 65–70 °C fino a 75–80 °C, il salto di temperatura effettivamente richiesto è più contenuto e il COP può aumentare, rendendo l'opzione più interessante dal punto di vista energetico.

Dimensionamento preliminare per il carico di base

Per avere un ordine di grandezza delle potenzialità della tecnologia, si può considerare l'ipotesi di installare una pompa di calore acqua-acqua con potenza termica nominale pari a

6 MW, quindi paragonabile alla capacità della caldaia a biomassa individuata come generatore di base nella configurazione ibrida. Questa macchina avrebbe il compito di coprire una quota significativa del carico di base stagionale, mentre le caldaie a gas naturale continuerebbero a gestire i picchi di richiesta e le fasi transitorie, replicando la logica di funzionamento attualmente prevista per la combinazione biomassa–gas.

Assumendo una temperatura media della falda pari a 15 °C e ipotizzando che l’acqua venga raffreddata a 10 °C nel passaggio attraverso lo scambiatore, la differenza di temperatura disponibile sarebbe pari a 5 K. Se la pompa di calore è chiamata a fornire 6 MW alla rete e opera con un COP medio stagionale pari a circa 2,8, la potenza elettrica assorbita risulterebbe nell’ordine di 2,1 MW, mentre il calore prelevato dall’acquifero sarebbe pari a circa 3,9 MW. Questo valore, combinato con il salto termico di 5 K, porta a una portata d’acqua dell’ordine di alcune centinaia di metri cubi all’ora, compatibile con le applicazioni di media–grande taglia riportate nella letteratura sui sistemi geotermici a bassa entalpia.

Una valutazione più accurata richiederebbe una modellazione termodinamica dettagliata del ciclo frigorifero e un’analisi dinamica del profilo di carico della caserma, ma l’esercizio svolto è sufficiente a mostrare che, da un punto di vista puramente energetico, una pompa di calore di questa taglia potrebbe effettivamente sostituire una caldaia da 6 MW nella copertura del carico di base. La quota di energia elettrica necessaria è significativa e pone l’esigenza di verificare la disponibilità di potenza sulla rete interna alla caserma e sui collegamenti con la distribuzione pubblica, ma in cambio si otterrebbe una consistente riduzione dell’uso di combustibili fossili, soprattutto nel caso di approvvigionamento elettrico da fonti rinnovabili.

Inquadramento idrogeologico di Bellinzago Novarese

La fattibilità reale di un sistema di pompe di calore ad acqua di falda dipende in modo cruciale dalla disponibilità della risorsa idrica nel sito specifico. La Caserma “Babini” si trova a Bellinzago Novarese, nel settore centrale della pianura novarese compresa fra i fiumi Sesia e Ticino. Quest’area è caratterizzata da una fitta rete di canali irrigui e risaie, alimentati dalle acque derivate dai corsi d’acqua principali; tale struttura irrigua, storicamente consolidata, favorisce una notevole ricarica della falda superficiale, che risulta generalmente poco profonda e ad alta produttività.

Le monografie idrogeologiche e i piani di tutela delle acque descrivono la pianura novarese come un complesso sistema multifalda, con acquiferi superficiali liberi e acquiferi profondi semiconfinati ospitati in depositi ghiaioso–sabbiosi e sabbioso–limosi di origine fluviale e fluvioglaciale. Nell’intorno di Bellinzago sono presenti numerosi pozzi ad uso potabile e irriguo, segno di una consolidata tradizione di sfruttamento delle acque sotterranee. Gli stessi documenti evidenziano come gli acquiferi della pianura novarese siano classificati come risorse strategiche, con priorità per gli usi potabili e, in subordine, per l’irrigazione. Ciò significa che qualsiasi ulteriore progetto di prelievo, soprattutto se connesso a usi energetici, deve essere valutato con particolare attenzione, in modo da non interferire con gli

approvvigionamenti esistenti e da non compromettere la qualità e la quantità della risorsa nel lungo periodo.

Per stimare in modo preliminare la fattibilità di un campo pozzi a servizio di una pompa di calore da 6 MW, è necessario considerare alcuni parametri caratteristici degli acquiferi locali, come la permeabilità dei sedimenti, gli spessori saturi, le variazioni stagionali del livello piezometrico e lo stato di sfruttamento attuale. Le informazioni disponibili mostrano come gli acquiferi superficiali della pianura novarese siano generalmente caratterizzati da un'elevata trasmissività e da livelli di falda che, nelle zone irrigue, si collocano a pochi metri dal piano campagna. Per una pompa di calore di media taglia, le portate complessive richieste, pur significative, rientrano nell'ordine di grandezza delle derivazioni già esistenti per usi irrigui e potabili; tuttavia l'estrazione continuativa per scopi energetici richiede una valutazione specifica mediante prove di pompaggio e modellazioni idrogeologiche, da svolgere in collaborazione con gli enti competenti.

Un ulteriore aspetto da tenere in considerazione è la temperatura di falda. Gli studi condotti sulla pianura piemontese indicano per l'acquifero superficiale temperature medie annuali comprese in un intervallo che rende la risorsa idonea a usi geotermici a bassa entalpia e mostrano un leggero incremento negli ultimi decenni, attribuibile sia al cambiamento climatico sia agli effetti dell'urbanizzazione. Questi valori sono compatibili con l'ipotesi progettuale adottata per la pompa di calore e confermano la vocazione dell'area. Allo stesso tempo, l'aumento progressivo della temperatura di falda potrebbe influenzare in futuro la chimica delle acque e la dinamica degli inquinanti, aspetto che richiede un monitoraggio costante e un coordinamento con le politiche regionali di tutela.

In sintesi, il contesto idrogeologico di Bellinzago Novarese sembra offrire le condizioni di base per un eventuale sfruttamento geotermico tramite pompe di calore ad acqua di falda, ma la presenza di numerosi pozzi destinati ad uso potabile e irriguo, la classificazione dell'area come risorsa strategica e le tendenze evolutive del sistema idrico impongono un approccio prudente. Prima di assumere qualsiasi decisione progettuale sarebbe necessario condurre una campagna di indagini specifica, comprensiva di sondaggi geognostici, prove di portata, misure di temperatura e qualità delle acque, oltre a una valutazione dell'impatto cumulativo in relazione alle derivazioni già esistenti.

Confronto qualitativo con la soluzione ibrida e prospettive di sviluppo

Il confronto fra la soluzione attualmente individuata nella tesi, basata su una caldaia a cippato da 6 MW affiancata da due caldaie a gas naturale da 3 MW, e l'ipotesi di una pompa di calore ad acqua di falda di pari taglia consente di mettere in luce alcune considerazioni di carattere generale. La configurazione ibrida biomassa-gas sfrutta una tecnologia consolidata, ben conosciuta dagli operatori, che garantisce un'elevata affidabilità e una gestione relativamente semplice. La caldaia a biomassa consente di coprire il carico di base con una fonte rinnovabile, riducendo in modo significativo le emissioni nette di anidride carbonica,

mentre le caldaie a gas, grazie alla loro rapidità di modulazione, si prestano a seguire con precisione le variazioni del carico giornaliero, assicurando continuità di servizio anche in caso di fermo della biomassa.

La pompa di calore ad acqua di falda, dal canto suo, offre la possibilità di eliminare localmente le emissioni legate alla combustione e di sfruttare una risorsa termica presente nel sottosuolo della pianura novarese. L'efficienza della macchina, pur penalizzata dalle alte temperature della rete, può raggiungere valori interessanti, soprattutto se nel tempo la rete verrà gradualmente portata verso livelli termici più vicini a quelli delle reti di quarta generazione. In questo scenario evolutivo, la pompa di calore diverrebbe sempre più competitiva rispetto alla biomassa, sia in termini di COP sia di costi operativi, a condizione di disporre di energia elettrica a basso costo e a ridotto contenuto di carbonio.

Dal punto di vista ambientale, la scelta fra biomassa e pompa di calore dipende in larga misura dal mix elettrico utilizzato e dalla disponibilità di filiere locali per l'approvvigionamento del cippato. La biomassa garantisce la quasi neutralità delle emissioni di anidride carbonica ma introduce criticità legate al particolato e alla logistica del combustibile; la pompa di calore sposta le emissioni a monte, presso le centrali elettriche, e ne riduce progressivamente l'intensità man mano che la quota di rinnovabili nel sistema elettrico nazionale aumenta.

Infine, occorre ricordare che il quadro normativo nazionale in materia di sistemi efficienti di teleriscaldamento riconosce e valorizza sia il contributo della biomassa sia quello delle pompe di calore alimentate da energia rinnovabile. In prospettiva, la centrale della Caserma "Babini" potrebbe evolvere da configurazione puramente ibrida biomassa-gas verso una soluzione in cui la quota di carico di base viene progressivamente affidata a pompe di calore ad acqua di falda o ad altre sorgenti rinnovabili a bassa temperatura, a condizione che le future analisi idrogeologiche confermino la disponibilità e la sostenibilità della risorsa.

In questo senso il paragrafo rappresenta una prima esplorazione di un possibile sviluppo del sistema di generazione del calore della caserma. La soluzione attualmente proposta nella tesi, basata sulla combinazione di una caldaia a biomassa e di due caldaie a gas naturale, rimane la scelta più coerente con le informazioni oggi disponibili e con i vincoli tecnici, gestionali e autorizzativi del sito. Tuttavia, l'analisi delle potenzialità offerte dalle pompe di calore ad acqua di falda fornisce una base concettuale solida per futuri approfondimenti, che potrebbero portare, in un orizzonte di medio-lungo periodo, all'adozione di una configurazione di quarta generazione maggiormente integrata con le risorse energetiche del territorio di Bellinzago Novarese.

6.7 Valutazione quantitativa delle prestazioni della pompa di calore

In questo paragrafo si propone una valutazione quantitativa, seppur semplificata, delle prestazioni di una pompa di calore inserita nel sistema di teleriscaldamento della Caserma

“Babini”. L’obiettivo è confrontare, da un punto di vista energetico e ambientale, due diverse scelte per la sorgente fredda della pompa di calore (aria ambiente e acqua di falda) e tre differenti temperature di alimentazione della rete di teleriscaldamento. In questo modo è possibile mettere in evidenza l’impatto che tali scelte progettuali hanno sul coefficiente di prestazione (COP), sui consumi elettrici specifici e sulle emissioni di anidride carbonica associate alla produzione di calore.

La letteratura internazionale sottolinea come le pompe di calore rappresentino una tecnologia chiave per la decarbonizzazione del riscaldamento e per l’evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento verso configurazioni di quarta generazione, caratterizzate da temperature di esercizio più basse e da un’ampia integrazione di fonti rinnovabili e calore di scarto. In particolare, diversi studi mostrano che l’efficienza delle pompe di calore dipende in maniera critica sia dalla temperatura della sorgente fredda (aria, acqua superficiale o sotterranea), sia dalle temperature di mandata e ritorno della rete di distribuzione (Pieper et al., 2020; Capone et al., 2023). La valutazione che segue si inserisce in questo quadro, con riferimento specifico alle condizioni climatiche e impiantistiche proprie del caso studio.

Richiamo al COP di Carnot e all’efficienza reale

Per una pompa di calore operante in modalità riscaldamento tra una sorgente fredda a temperatura T_{fredda} e un livello di mandata a temperatura T_{calda} , il limite teorico massimo del coefficiente di prestazione è rappresentato dal COP di Carnot, definito come:

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{T_{\text{calda}}}{T_{\text{calda}} - T_{\text{fredda}}}$$

dove le temperature sono espresse in kelvin. Questa relazione mette in evidenza il ruolo del salto di temperatura $T_{\text{calda}} - T_{\text{fredda}}$: a parità di tecnologia, un incremento della temperatura della sorgente o una riduzione della temperatura di mandata comportano un aumento del COP ideale.

Nelle applicazioni reali, il COP effettivo è necessariamente inferiore al valore di Carnot, a causa delle irreversibilità del ciclo frigorifero, delle perdite nei componenti e degli scostamenti dal comportamento ideale dei fluidi refrigeranti. Studi dedicati alla stima delle prestazioni di grandi pompe di calore per teleriscaldamento evidenziano come, in condizioni realistiche, il COP reale si collochi tipicamente tra il 40% e il 60% del corrispondente COP di Carnot, in funzione della taglia della macchina, dell’architettura impiantistica e della cura nella progettazione degli scambiatori. Sulla base di queste indicazioni, per le valutazioni di massima sviluppate in questo paragrafo si assumerà che la pompa di calore analizzata possa raggiungere, in media, il 50% dell’efficienza ideale:

$$COP_{\text{reale}} \approx 0,5 COP_{\text{Carnot}}$$

Questa ipotesi rappresenta un compromesso ragionevole all'interno dell'intervallo suggerito in letteratura per macchine di media–grande taglia e consente di ottenere valori numerici indicativi, ma coerenti con le prestazioni riscontrate in impianti reali.

Definizione degli scenari di confronto

Ai fini del confronto vengono considerati due scenari per la sorgente fredda della pompa di calore.

Nel primo scenario la sorgente è costituita dall'aria esterna in condizioni invernali, assumendo una temperatura pari a 0 °C. Si tratta di una condizione severa ma plausibile per il clima della Pianura Padana, che consente di rappresentare il comportamento di una pompa di calore aria–acqua nei periodi più sfavorevoli dell'anno.

Nel secondo scenario la sorgente è rappresentata dall'acqua di falda. Come discusso nel capitolo precedente, gli studi idrogeologici relativi alla pianura novarese indicano temperature medie delle acque sotterranee superficiali generalmente comprese tra circa 12 e 15 °C (Verda e Colella, 2011). Per il sito di Bellinzago Novarese risulta pertanto ragionevole assumere, a scopo progettuale, una temperatura media della falda pari a 15 °C.

Per il lato caldo della pompa di calore, cioè per la rete di teleriscaldamento, si considerano tre diverse temperature di mandata:

- 85 °C, corrispondente alla temperatura di mandata di progetto della rete interna alla caserma;
- 70 °C, che rappresenta uno scenario intermedio tipico di reti di teleriscaldamento riqualificate o di transizione;
- 55 °C, valore rappresentativo di reti di quarta generazione, particolarmente favorevoli all'impiego di pompe di calore.

Le corrispondenti temperature in kelvin risultano:

- sorgente aria: $T_{\text{aria}} = 0^\circ\text{C} = 273,15 \text{ K}$;
- sorgente falda: $T_{\text{falda}} = 15^\circ\text{C} = 288,15 \text{ K}$;
- mandata a 55 °C: $T_{55} = 328,15 \text{ K}$;
- mandata a 70 °C: $T_{70} = 343,15 \text{ K}$;
- mandata a 85 °C: $T_{85} = 358,15 \text{ K}$.

Per ciascuna combinazione di sorgente e temperatura di mandata vengono calcolati il COP ideale di Carnot e, applicando il fattore di efficienza del 50%, il COP reale di progetto.

Calcolo del COP per le diverse combinazioni sorgente–mandata

Sostituendo i valori di temperatura nella formula del COP di Carnot si ottengono i seguenti risultati ideali:

- mandata 55 °C, sorgente aria 0 °C:

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{328,15}{328,15 - 273,15} \approx 5,97;$$

- mandata 55 °C, sorgente falda 15 °C:

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{328,15}{328,15 - 288,15} \approx 8,20;$$

- mandata 70 °C, sorgente aria 0 °C:

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{343,15}{343,15 - 273,15} \approx 4,90;$$

- mandata 70 °C, sorgente falda 15 °C:

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{343,15}{343,15 - 288,15} \approx 6,24;$$

- mandata 85 °C, sorgente aria 0 °C:

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{358,15}{358,15 - 273,15} \approx 4,21;$$

- mandata 85 °C, sorgente falda 15 °C:

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{358,15}{358,15 - 288,15} \approx 5,12.$$

Assumendo che la pompa di calore raggiunga in media il 50% del valore ideale, i corrispondenti COP reali risultano:

- mandata 55 °C, aria 0 °C: $COP_{\text{reale}} \approx 2,98$;
- mandata 55 °C, falda 15 °C: $COP_{\text{reale}} \approx 4,10$;
- mandata 70 °C, aria 0 °C: $COP_{\text{reale}} \approx 2,45$;
- mandata 70 °C, falda 15 °C: $COP_{\text{reale}} \approx 3,12$;
- mandata 85 °C, aria 0 °C: $COP_{\text{reale}} \approx 2,11$;
- mandata 85 °C, falda 15 °C: $COP_{\text{reale}} \approx 2,56$.

Pur derivando da un modello molto semplificato, questi valori mettono in luce alcune tendenze di fondo. A parità di temperatura di mandata, il passaggio dalla sorgente aria alla sorgente falda comporta un incremento del COP reale compreso tra circa il 30% e il 40%. Per la mandata a 70 °C, ad esempio, il COP passa da 2,45 a 3,12; per la mandata a 55 °C, da 2,98 a oltre 4,10. Allo stesso modo, a parità di sorgente, la riduzione della temperatura di mandata da 85 a 55 °C aumenta il COP reale di oltre il 40% per la sorgente aria e di circa il 60% per la sorgente falda. Tali risultati sono coerenti con le analisi presenti in letteratura sui grandi

impianti a pompa di calore per reti di teleriscaldamento, che evidenziano come il salto di temperatura sia il principale fattore limitante delle prestazioni.

Consumi elettrici specifici per la produzione di calore

Conosciuto il COP reale, è possibile determinare l'energia elettrica necessaria per produrre una certa quantità di calore utile. Indicando con E_{el} il consumo elettrico specifico necessario per produrre 1 MWh termico utile, si ha:

$$E_{el} = \frac{1}{COP_{reale}} [\text{MWh}_{el}/\text{MWh}_{th}]$$

Applicando questa relazione ai valori di COP ottenuti, si ricavano i seguenti consumi specifici:

- mandata 55 °C, aria 0 °C: $E_{el} \approx 0,34 \text{ MWh}_{el}/\text{MWh}_{th}$;
- mandata 55 °C, falda 15 °C: $E_{el} \approx 0,24 \text{ MWh}_{el}/\text{MWh}_{th}$;
- mandata 70 °C, aria 0 °C: $E_{el} \approx 0,41 \text{ MWh}_{el}/\text{MWh}_{th}$;
- mandata 70 °C, falda 15 °C: $E_{el} \approx 0,32 \text{ MWh}_{el}/\text{MWh}_{th}$;
- mandata 85 °C, aria 0 °C: $E_{el} \approx 0,47 \text{ MWh}_{el}/\text{MWh}_{th}$;
- mandata 85 °C, falda 15 °C: $E_{el} \approx 0,39 \text{ MWh}_{el}/\text{MWh}_{th}$.

Si osserva che, a parità di temperatura di mandata, l'impiego dell'acqua di falda come sorgente consente una riduzione dei consumi elettrici specifici dell'ordine del 20–30% rispetto alla sorgente aria. A parità di sorgente, la riduzione della temperatura di mandata da 85 a 55 °C comporta una diminuzione del consumo specifico di circa il 30–35%. Anche questi ordini di grandezza risultano coerenti con quanto riportato in studi dedicati all'ottimizzazione del posizionamento e delle condizioni operative delle pompe di calore in grandi reti di teleriscaldamento.

Per collegare questi dati alle dimensioni del caso studio, si considera a titolo di esempio una pompa di calore di potenza termica nominale pari a 6 MW, operante come generatore di base per 4 000 ore annue. L'energia termica prodotta sarebbe pari a 24 GWh all'anno. Nel caso di mandata a 70 °C, una pompa di calore aria–acqua con COP pari a 2,45 richiederebbe circa 9,8 GWh elettrici annui, mentre una pompa di calore alimentata da acqua di falda, con COP pari a 3,12, richiederebbe circa 7,7 GWh elettrici all'anno. La differenza, pari a circa 2 GWh elettrici annui, rappresenta un risparmio energetico significativo se considerato sull'intera vita utile dell'impianto.

Confronto delle emissioni di CO₂ con la caldaia a gas

Per la valutazione delle emissioni di anidride carbonica è necessario combinare i consumi energetici con opportuni fattori di emissione. Per la rete elettrica nazionale, i rapporti più

recenti indicano fattori di emissione per l'Italia dell'ordine di 0,2–0,3 tCO₂ per MWh elettrico, in diminuzione nel tempo grazie all'aumento della quota di generazione da fonte rinnovabile (IEA, 2022). In questa analisi, a fini illustrativi, si assume un valore medio pari a 0,25 tCO₂/MWh.

Per il gas naturale, le linee guida IPCC del 2006 riportano fattori di emissione tipici pari a circa 0,202 tCO₂ per MWh di energia primaria. Assumendo per la caldaia a gas un rendimento termico pari a 0,9, la produzione di 1 MWh termico utile richiede circa 1,11 MWh di energia primaria, con emissioni specifiche pari a circa 0,224 tCO₂/MWh (IPCC, 2006).

Applicando il fattore di emissione elettrico ai consumi specifici calcolati in precedenza, si ottengono le emissioni specifiche delle diverse configurazioni di pompa di calore:

- mandata 55 °C, aria 0 °C: circa 0,084 tCO₂/MWh;
- mandata 55 °C, falda 15 °C: circa 0,061 tCO₂/MWh;
- mandata 70 °C, aria 0 °C: circa 0,102 tCO₂/MWh;
- mandata 70 °C, falda 15 °C: circa 0,080 tCO₂/MWh;
- mandata 85 °C, aria 0 °C: circa 0,119 tCO₂/MWh;
- mandata 85 °C, falda 15 °C: circa 0,098 tCO₂/MWh.

Il confronto con la caldaia a gas mostra che, anche nello scenario meno favorevole (pompa di calore aria–acqua con mandata a 85 °C), le emissioni specifiche si riducono da 0,224 a circa 0,119 tCO₂/MWh, con un abbattimento di circa il 45%. Nel caso della pompa di calore alimentata da falda con mandata a 70 °C, le emissioni specifiche scendono a circa 0,080 tCO₂/MWh, con una riduzione di circa il 65% rispetto alla caldaia a gas. Lo scenario più favorevole tra quelli considerati è quello della pompa di calore alimentata da falda con mandata a 55 °C, in cui le emissioni specifiche risultano dell'ordine di 0,061 tCO₂/MWh, pari a poco più di un quarto delle emissioni della caldaia a gas naturale.

Se si riportano questi valori alla scala dell'impianto ipotizzato in precedenza (6 MW per 4 000 ore annue, 24 GWh termici prodotti), la caldaia a gas naturale comporterebbe emissioni annue pari a circa 5,4 ktCO₂. La pompa di calore aria–acqua con mandata a 70 °C produrrebbe invece circa 2,4 ktCO₂/anno, mentre la pompa di calore alimentata da falda con la stessa temperatura di mandata si attesterebbe intorno a 1,9 ktCO₂/anno. La sostituzione della caldaia a gas con una pompa di calore ad acqua di falda determinerebbe dunque una riduzione delle emissioni annue di oltre 3,4 ktCO₂, a parità di energia termica utile fornita alla rete. Valori di questo ordine di grandezza sono coerenti con le analisi riportate in studi che valutano l'impatto energetico e ambientale di sistemi di teleriscaldamento alimentati da pompe di calore geotermiche.

Considerazioni conclusive

Le valutazioni svolte in questo paragrafo, pur basate su un modello semplificato, consentono di trarre alcune indicazioni significative. In primo luogo, risulta evidente che la scelta della sorgente fredda ha un impatto diretto sulle prestazioni della pompa di calore: l'utilizzo dell'acqua di falda, grazie alla maggiore temperatura invernale rispetto all'aria esterna, permette di incrementare il COP e di ridurre i consumi elettrici specifici del 20–30% rispetto a una soluzione aria–acqua. In secondo luogo, la riduzione della temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento, nella direzione dei sistemi di quarta generazione, amplifica ulteriormente questi benefici, con aumenti del COP dell'ordine del 40–60% e corrispondenti riduzioni dei consumi e delle emissioni specifiche.

Il confronto con la caldaia a gas naturale mette in luce come, per il caso di studio, una pompa di calore ad acqua di falda operante a temperature di mandata intermedie (ad esempio 70 °C) possa ridurre le emissioni specifiche di CO₂ di circa due terzi. La combinazione di una rete progressivamente portata verso temperature più basse e di una pompa di calore geotermica di media–grande taglia costituisce quindi una prospettiva di sviluppo coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore termico, pur richiedendo ulteriori studi di dettaglio in ambito idrogeologico, elettrico e impiantistico.

Conclusioni

La presente tesi ha sviluppato in modo organico il progetto di un sistema di teleriscaldamento per la Caserma “Babini” di Bellinzago Novarese, con l’obiettivo di riqualificare un parco impiantistico ampio, eterogeneo e caratterizzato da elevati consumi energetici. L’analisi dello stato di fatto ha messo in luce come l’attuale configurazione decentralizzata, basata su numerose caldaie autonome alimentate a gasolio, presenti criticità significative in termini di efficienza, costi di gestione, sicurezza e impatto ambientale. Tale quadro risulta particolarmente distante dagli obiettivi nazionali ed europei di riduzione dei consumi e delle emissioni, che richiedono un progressivo abbandono delle tecnologie meno efficienti a favore di sistemi centralizzati e maggiormente controllabili.

Il confronto tra gli scenari alternativi di intervento ha mostrato che la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento rappresenta la soluzione più efficace nel medio-lungo periodo. Rispetto alle opzioni basate sul mantenimento o sulla semplice sostituzione delle caldaie individuali, il teleriscaldamento consente un significativo incremento dell’efficienza globale, una riduzione delle emissioni climalteranti e una notevole semplificazione delle attività manutentive e gestionali. A fronte di un investimento iniziale più elevato, la soluzione centralizzata garantisce inoltre maggiore affidabilità e coerenza con le strategie di riqualificazione energetica del settore pubblico.

Il percorso progettuale seguito nella tesi ha permesso di sviluppare un modello articolato in tutte le sue parti fondamentali. La prima fase ha riguardato la ricostruzione planimetrica del complesso e la classificazione delle utenze in funzione dei servizi richiesti, ponendo le basi per una corretta definizione dei fabbisogni termici. La stima delle potenze di progetto, ottenuta attraverso l’analisi comparata dei rilievi impiantistici disponibili e dei dati di esercizio, ha consentito di definire il carico termico complessivo e la distribuzione dei carichi lungo la rete.

La successiva fase di progettazione ha riguardato il dimensionamento della rete di distribuzione, sviluppato secondo criteri idraulici coerenti con le buone pratiche dei sistemi di teleriscaldamento a media temperatura. Il tracciato della rete è stato scelto per ridurre lo sviluppo complessivo delle tubazioni, le perdite termiche e contenere le perdite di carico. La scelta dei diametri accessorie e dei materiali ha garantito livelli adeguati di efficienza e durabilità. Lo studio delle perdite distribuite e concentrate, condotto mediante l’impiego di modelli consolidati e correlazioni tecniche di riferimento, ha permesso di individuare la prevalenza totale richiesta e di selezionare la pompa più adatta a garantire la continuità di servizio.

Un contributo significativo è stato fornito anche dall’analisi delle perdite termiche e dalla selezione delle sottocentrali di scambio. L’utilizzo di scambiatori a piastre ispezionabili e di configurazioni prefabbricate ha permesso di progettare soluzioni affidabili, facilmente mantenibili e coerenti con le esigenze delle diverse tipologie di edifici serviti. La presenza

delle sottocentrali garantisce, inoltre, l'indipendenza idraulica tra rete primaria e impianti interni, migliorando la regolazione del sistema e la contabilizzazione dell'energia.

Particolarmente rilevante è risultata la scelta del sistema di generazione del calore. L'analisi multicriterio condotta ha evidenziato che nessuna tecnologia, presa singolarmente, risulta in grado di soddisfare in modo ottimale tutte le esigenze della caserma. Le caldaie a gas naturale a condensazione offrono grande flessibilità operativa e rapidità di risposta ai carichi, mentre la biomassa garantisce un elevato contributo di energia rinnovabile e consente una sensibile riduzione delle emissioni complessive. La scelta di una configurazione ibrida, che combina una caldaia a biomassa per la copertura del carico di base e due caldaie a gas naturale per la gestione dei carichi di punta e delle variazioni rapide della domanda, si è quindi rivelata la più equilibrata. Questa soluzione coniuga efficienza, affidabilità e sostenibilità, garantendo al tempo stesso l'allineamento con il quadro normativo vigente e una predisposizione naturale all'integrazione futura di tecnologie rinnovabili aggiuntive.

Il progetto presentato, oltre a fornire una soluzione concreta per la Caserma "Babini", offre anche un modello replicabile per altri complessi edilizi pubblici caratterizzati da elevate esigenze energetiche e da una struttura distribuita delle utenze. La metodologia adottata, che integra analisi preliminare, dimensionamento idraulico, valutazione energetica e scelta del sistema di generazione, rappresenta un percorso coerente e trasferibile, utile per affrontare interventi di analogia complessità.

Infine, è opportuno evidenziare alcuni spunti per future estensioni dello studio. Un'analisi energetica dinamica degli edifici, basata su profili orari di utilizzo, potrebbe consentire un ulteriore affinamento del dimensionamento della rete e della centrale. Una valutazione economico-finanziaria completa, comprensiva di indicatori come il valore attuale netto e il costo livellato dell'energia, permetterebbe inoltre di quantificare con maggiore precisione la convenienza dell'investimento. Ulteriori sviluppi potrebbero includere l'integrazione del sistema con pompe di calore, cogenerazione o accumuli termici di grande capacità, con l'obiettivo di avvicinarsi progressivamente a configurazioni di quarta o quinta generazione.

In conclusione, il lavoro svolto dimostra come l'adozione di un sistema di teleriscaldamento possa rappresentare una soluzione tecnicamente solida, economicamente vantaggiosa e ambientalmente sostenibile per la riqualificazione energetica della Caserma "Babini". Il progetto sviluppato costituisce una base concreta per la modernizzazione dell'infrastruttura termica del complesso e, al tempo stesso, un esempio significativo di come sia possibile orientare il settore pubblico verso modelli energetici più efficienti, resilienti e pienamente integrati con le strategie di transizione ecologica.

Bibliografia

- **ASHRAE.** (n.d.). *ASHRAE handbook: HVAC systems and equipment*. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.
- **Buffa, S., Cozzini, M., D'Antoni, M.**, “5th Generation District Heating and Cooling Systems: Integrating Renewable and Waste Heat Sources”, articoli e report tecnici vari.
- **Capone, M., Guelpa, E., & Verda, V. (2023)**. Optimal installation of heat pumps in large district heating networks. *Energies*, 16(3), 1448.
- **CEN – European Committee for Standardization.** (n.d.). *District heating standards collection*.
- **Crane Co.** (2018). *Flow of fluids through valves, fittings, and pipe (Technical Paper No. 410)*. Crane Company.
- **ENEA.** (2024). *Atlante italiano dell'energia termica e delle reti di teleriscaldamento*. ENEA.
- **Euroheat & Power.** (2024). *DHC market outlook 2024*.
- **GSE – Gestore dei Servizi Energetici.** (2023). *Rapporto statistico sull'efficienza energetica in Italia*.
- **Idelchik, I. E.** (1986). *Handbook of hydraulic resistance* (2nd ed.). Hemisphere Publishing.
- **IEA – International Energy Agency.** (2008). *Combined heat and power: Evaluating the benefits*. IEA.
- **IEA – International Energy Agency.** (2023). *District heating – Analysis and data*. IEA.
- **IEA-DHC – International Energy Agency District Heating and Cooling.** (n.d.). *The hub for international district heating and cooling research*.
- **IEA – International Energy Agency.** (2022). *The future of heat pumps*. Paris: IEA.
- **IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change.** (2006). *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Volume 2: Energy*. Hayama, Japan: IGES.
- **Iren Energia.** (n.d.). *La rete di teleriscaldamento*. Iren S.p.A.
- **ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.** (2024). *Italian greenhouse gas inventory 1990–2022: National inventory report 2024 (Rapporto 398/2024)*. ISPRA.
- **Lake, A., Rezaie, B., & Beyerlein, S.** (2017). *Review of district heating and cooling systems for a sustainable future*.
- **Lund, J., Freeston, D., Boyd, T.**, “Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide Review”, *Proceedings World Geothermal Congress*.
- **Mepe-impianti.** (n.d.). *Caldaie a biomassa serie Compact LN: Catalogo tecnico. (Sostituire “[Produttore]” con il nome reale se disponibile.)*
- **Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**, “Linee guida per l'utilizzo delle pompe di calore geotermiche a bassa entalpia”.
- **MiTE – Ministero della Transizione Ecologica.** (2022). *Linee guida per l'efficienza energetica negli edifici pubblici*.
- **MISA S.r.l.** (2023). *CRD – Split casing centrifugal pumps: Catalogo tecnico*.
- **Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione Europea.** (2012). *Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica*.
- **Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione Europea.** (2014). *Direttiva 2014/68/UE sulle attrezzature a pressione (PED)*.
- **Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione Europea.** (2018). *Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II)*.
- **Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione Europea.** (2023). *Direttiva (UE) 2023/1791 sull'efficienza energetica*.

- **Pieper, H., Ommen, T., Markussen, W., & Elmegaard, B. (2019).** Comparison of COP estimation methods for large-scale heat pumps for district heating. In *Proceedings of ECOS 2019 – 32nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*.
- **PNRR – Presidenza del Consiglio dei Ministri. (2021).** *Piano nazionale di ripresa e resilienza*. Presidenza del Consiglio dei Ministri.
- **Quintel Intelligence. (n.d.).** *Energy transition model: District heating documentation*.
- **Repubblica Italiana. (2014).** *Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 – Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica*.
- **Repubblica Italiana. (2021).** *Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 – Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*.
- **Riello S.p.A. (n.d.).** *TAU N 3000 – Caldaie a condensazione ad alta potenza: Catalogo tecnico*.
- **STEA S.p.A. (2023).** *Sottostazioni per teleriscaldamento – Serie RBT e RHBT: Catalogo tecnico*.
- **Swamee, P. K., & Jain, A. K. (1976).** Explicit equations for pipe-flow problems. *Journal of the Hydraulics Division, ASCE*, 102(5), 657–664.
- **Tecnotherm S.r.l. (2023).** *Tubazioni preisolate EN 253 – Schede tecniche e dati di dispersione termica*.
- **U.S. Environmental Protection Agency. (2015).** *Combined heat and power: A clean energy solution*. EPA.
- **UNI. (2019).** *UNI EN 12828:2019 – Impianti di riscaldamento negli edifici: Progettazione delle apparecchiature di sicurezza, controllo e regolazione*.
- **UNI. (2021).** *UNI EN 303-5:2021 – Caldaie per combustibili solidi: Requisiti e prove*.
- **UNI. (2022).** *UNI EN ISO 5167:2022 – Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices*.
- **UNI. (2023).** *UNI/TS 11300-4:2023 – Prestazioni energetiche degli edifici: Parte 4*.
- **UNI. (2023).** *UNI EN 13941-1:2023 – Reti di tubazioni preisolate per teleriscaldamento e teleraffrescamento: Progettazione e installazione*.
- **UNI. (2023).** *UNI EN 253:2023 – Tubi preisolate per reti di teleriscaldamento*.
- **VDI-GVC – VDI Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen. (2013).** *VDI Wärmeatlas* (11th ed.). Springer Vieweg.
- **Verda, V., & Colella, F. (2011).** Primary energy savings through thermal storage in district heating networks. *Applied Thermal Engineering*, 31(17–18), 3539–3547.
- **Werner, S. (2017).** *International review of district heating and cooling*.