Funded by the European Union

NET ZERO CITIES

PADOVA 2030
CITTÀ A ZERO EMISSIONI



Studio sul teleriscaldamento a Padova: +DHC4Padova

RESEARCH TO MARKET SOLUTION

eurac research

seingim engineering made human

Autori

R2M Solution: Ing. Simone Buffa, Davide Quaggiotto, Giorgio Costa, Ing. Stefano Barbera, Alessandro Piccinini, Ing. Marco Rocchetti, Massimo Fuccaro

EURAC Research: Giovanni dalle Nogare, Marco Cozzini, Adriano Bisello

SEINGIM: Marco Roncato, Federico Corona, Lorenzo Viola

Stakeholder coinvolti: Comune di Padova, ANACI Padova, Acciaierie Venete, Infocamere, Dipartimenti di Geoscienze e di Ingegneria Industriale dell'Università di Padova

Data: 22/09/2025

Indice

1. **Introduzione** **5**

Analisi delle emissioni e obiettivi del Climate City Contract sul teleriscaldamento efficiente 6

Classificazione dei sistemi di teleriscaldamento ed evoluzione della tecnologia 9

Funzionamento delle reti di teleriscaldamento 11

Gestione dell'accumulo di energia termica (TES) nelle reti di teleriscaldamento 12

2. **Capitolo 1: Stato del teleriscaldamento in Italia e posizionamento della Città di Padova** **17**

Ruolo Attuale del Teleriscaldamento negli Sforzi di Decarbonizzazione dell'Italia 17

Ruolo Potenziale negli Sforzi di Decarbonizzazione dell'Italia 20

Posizionamento della Provincia e della Città di Padova 23

Sfide, prospettive future ed esempi virtuosi 27

Conclusioni 36

3. **Capitolo 2: Mappatura generale della domanda e delle fonti termiche (riscaldamento e raffrescamento)** **38**

Analisi della Pianificazione Urbana: Piano degli Interventi di Padova 38

Analisi GIS, inquadramento territoriale 43

Analisi della domanda di riscaldamento e raffrescamento 53

Potenziale di recupero del calore di scarto da sorgenti urbane e industriali 58

Valutazione del potenziale di utilizzo della geotermia 64

Conclusioni 79

4. **Capitolo 3: Creazione del gemello digitale urbano per la stima dettagliata della domanda e disponibilità di calore** **81**

Definizione dell'anno di costruzione del parco immobiliare 81

Identificazione dei quartieri più rilevanti e degli edifici con impianto di riscaldamento centralizzato 83

Costruzione del digital twin geometrico ed energetico 88

Definizione del file climatico di e calcolo dei consumi specifici di riscaldamento per il 2025 e il 2050 89

Conclusioni 94

5. **Capitolo 4: Modellazione delle reti energetiche in diversi scenari** **96**

Sistemi di generazione e criteri di dimensionamento adottati 96

Quartieri analizzati e reti di teleriscaldamento modellate 111

6. **Capitolo 5: Strategie di governance e potenziali strumenti di finanziamento...120**

Strategie di governance per la progettazione, realizzazione e gestione di reti di teleriscaldamento di ultima generazione....120

Strumenti di finanziamento per infrastrutture energetiche....125

Scenario finanziario di riferimento (CAPEX €25 mln) e percorso di finanziabilità per lo scenario 2: concessione in chiave DBFM - P.A. proprietaria dell'infrastruttura....128

Roadmap attuativa (sintesi operativa)....129

Supporto finanziario e incentivi....130

7. **Conclusioni....139**

8. **Riferimenti....140**

9. **Appendice 1....142**

Principali volumi previsti dalle Schede degli Interventi e dalla pianificazione urbanistica 142

10. **Appendice 2....155**

Risultati delle simulazioni – ZIP Sud....156

Introduzione

Il contesto europeo ed internazionale pone la decarbonizzazione del riscaldamento e raffrescamento (che rappresentano circa la metà dei consumi finali di energia e dipendono ancora per il 75% da fonti fossili) come una delle priorità assolute del Green Deal. **I sistemi di teleriscaldamento assumono quindi un ruolo strategico:** permettono l'integrazione di fonti rinnovabili e calore di scarto in ambito urbano, contribuiscono all'efficienza energetica del patrimonio edilizio e garantiscono flessibilità alla rete elettrica attraverso soluzioni "power-to-heat" e sistemi di accumulo.

Anche Il Comune di Padova, con la sottoscrizione del Climate City Contract, si è posto obiettivi estremamente ambiziosi: **ridurre di circa un milione di tonnellate le emissioni di CO_2eq al 2030**, con un ritmo medio di abbattimento pari al 9,9% annuo. In questo quadro, il teleriscaldamento è chiamato con una prima stima a dare un contributo sostanziale, con il **collegamento di circa il 12,5% degli edifici residenziali e industriali**, la riduzione di oltre 58.000 tonnellate di CO_2eq e un investimento stimato di quasi 400 milioni di euro. Tuttavia, ad oggi, non sono state ancora individuate azioni concrete per lo sviluppo di nuove reti a parte il collegamento dell'inceneritore in zona industriale con il nuovo ospedale che sorgerà nella zona di Padova Est .

Il presente studio di screening preliminare ha quindi l'obiettivo di:

- **Mappare la domanda e l'offerta locale di calore** attraverso un approccio GIS strutturato, identificando le aree urbane con maggiore densità di fabbisogno energetico e le fonti rinnovabili o di calore di scarto disponibili (industria, inceneritore, impianti di depurazione, ecc.). I risultati di questa analisi sono riportati nel Capitolo 2.
- **Analizzare in dettaglio alcuni distretti selezionati**, valutando profili orari di consumo e produzione energetica, l'integrazione di fonti locali e l'impiego di tecnologie innovative (pompe di calore di grande taglia, accumuli termici, geotermia superficiale) come presentato nel Capitolo 3.
- **Definire scenari tecnici ed economici** di sviluppo delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, con un'analisi comparativa dei costi livellati del calore (LCOH), valutazione CAPEX/OPEX come riportati nel capitolo 4.

I risultati permetterano di elaborare piani di investimento e modelli di business innovativi in grado di attrarre capitali privati e favorire l'accettazione sociale delle infrastrutture. Inoltre questo studio permette di **allineare lo sviluppo delle reti con le strategie urbane e climatiche locali** con i progetti strategici in corso (nuovo ospedale, collegamento con l'inceneritore, rigenerazione urbana nella zona degli ospedali esistenti e decarbonizzazione della zona industriale). Questo lavoro rappresenta anche un primo **Piano di riscaldamento e raffrescamento**[1] ma soprattutto un primo passo per definire una roadmap operativa che

1 Obbligo di sviluppare piani locali di riscaldamento e raffrescamento per tutti i comuni con oltre 45000 abitanti non appena sarà recepito l'Art 25.6 della Direttiva Europea sull'Efficienza Energetica (EED) adottata nel Luglio 2023.

fornirà al Comune di Padova e agli stakeholder interessati le basi per l'avvio della realizzazione di nuove reti energetiche urbane sostenibili, contribuendo in modo concreto agli obiettivi di neutralità climatica entro il 2030.

Analisi delle emissioni e obiettivi del Climate City Contract sul teleriscaldamento efficiente

Risultati del monitoraggio del PAESC 2025

Il Rapporto di Monitoraggio 2025[2] del Comune di Padova evidenzia un significativo progresso nel bilancio energetico ed emissivo per l'anno solare 2023, con un'analisi comparativa rispetto agli anni precedenti, in particolare il 2021 (anno base del Climate City Contract) e il 2005 (anno base del PAESC). Il rapporto incorpora miglioramenti metodologici per garantire l'omogeneità della serie storica, inclusa la revisione dei fattori emissivi elettrici e l'aggiornamento dei dati ARPA INEMAR.

Bilancio Emissivo Complessivo: Le **emissioni climalteranti totali nel territorio di Padova hanno registrato un calo di circa il 10,8% tra il 2021 e il 2023**, e una **riduzione ancora più marcata del 39% rispetto al 2005**. Il trend medio di riduzione negli ultimi due anni è del 5,6%. Questo declino è diffuso in quasi tutti i comparti, ad eccezione del settore dei **trasporti privati, che ha mostrato un incremento del 17,1% nell'ultimo biennio**, probabilmente un effetto "rebound" post-Covid-19 che richiederà attento monitoraggio. Nel 2023, il settore dei trasporti rimane il principale contributore alle emissioni, distanziandosi dagli altri comparti. I trasporti e l'edilizia privata (terziario, residenziale, industria) costituiscono la maggioranza delle emissioni totali (93%).

Andamento dei Consumi e delle Emissioni per Vettore Energetico:

- **Consumi e Emissioni Elettriche**: I consumi elettrici totali sono diminuiti del 7,1% tra il 2021 e il 2023 e del 6,6% rispetto al 2005. Le **emissioni, tuttavia, hanno subito un calo molto più pronunciato del 16,8% (2021-2023) e del 52,1% (2005-2023)**. Questa disparità riflette il miglioramento del mix energetico nazionale e la crescente integrazione delle fonti rinnovabili nel territorio padovano. L'industria rimane il maggior consumatore di energia elettrica, sebbene con un trend calante, mentre il trasporto privato mostra un aumento dovuto all'adozione di veicoli elettrici.
- **Consumi e Emissioni di Gas Naturale**: I consumi totali di gas sono diminuiti del 21,7% tra il 2021 e il 2023 e del 17,9% rispetto al 2005. La riduzione delle emissioni è proporzionale a quella dei consumi, dato che il fattore emissivo del gas rimane costante. Questo calo è evidente in tutte le utenze, specialmente negli edifici, grazie all'effetto delle politiche di efficientamento (come il Superbonus 110). Il settore residenziale è il principale consumatore di gas.

2https://www.comune.padova.it/sites/default/files/2025-07/monitoraggioPAESC_CCC_emissioni%20%281%29.pdf

- **Consumi e Emissioni di Prodotti Petroliferi**: I consumi complessivi di prodotti petroliferi sono aumentati del 14,6% tra il 2021 e il 2023, ma hanno registrato un **calo significativo del 37,6% rispetto al 2005**. L'incremento nel biennio più recente è attribuibile all'aumento dei consumi nel settore dei trasporti (pubblici e privati), in linea con il trend di chilometri percorsi post-Covid-19. Al contrario, negli edifici, si osserva una sostituzione dei vettori petroliferi con gas o elettricità, con l'azzeramento dei consumi di gasolio per gli edifici comunali. I prodotti petroliferi mantengono un peso predominante nei trasporti (89,7% dei consumi totali del settore).

Fonti Rinnovabili: Le **rinnovabili termiche hanno registrato un incremento del 10% tra il 2021 e il 2023**, spinto principalmente dall'aumento del biometano nella mobilità. Le **rinnovabili elettriche sono cresciute del 24,9% nello stesso periodo**, con un notevole incremento del fotovoltaico (55% nel biennio). Padova si posiziona tra le città italiane con il maggior numero di nuove installazioni fotovoltaiche nel 2023 (oltre 1.900 impianti). Nel 2023, il consumo di energia da fonti rinnovabili si attesta al 2,8% per le termiche e al 9,1% per le elettriche.

Emissioni Non Associate ai Consumi Energetici: Le emissioni derivanti dalla distribuzione del gas hanno mostrato una riduzione progressiva, con un calo del 39,6% tra il 2005 e il 2023. Anche il settore dei rifiuti e del trattamento delle acque reflue ha evidenziato una tendenza alla riduzione delle emissioni climalteranti, con un calo del 34% tra il 2005 e il 2023 e del 6% tra il 2021 e il 2023, grazie alle politiche di differenziazione e riciclo. Il settore AFOLU (Agricoltura e Stoccaggio del Verde Urbano) presenta un bilancio emissivo negativo, indicando che la capacità di stoccaggio di CO2 del patrimonio arboreo cittadino supera le emissioni agricole, compensando parzialmente le emissioni di altri settori. L'incremento della capacità di stoccaggio è stato del 34,1% tra il 2005 e il 2023, e del 7,3% tra il 2021 e il 2023.

Il quadro generale è di un **trend di riduzione delle emissioni complessive positivo**, evidenziando un continuo impegno del Comune di Padova verso gli obiettivi di neutralità climatica. L'industria e il settore residenziale mostrano una costante diminuzione delle emissioni, e anche il terziario, dopo un periodo di stabilità, inizia a registrare una riduzione, probabilmente influenzata dagli incentivi alla riqualificazione energetica come il Superbonus 110. La sfida principale rimane il settore dei trasporti privati, il cui aumento delle emissioni richiede un monitoraggio e interventi specifici. Con il mantenimento delle attuali tendenze, le proiezioni indicano un calo del 40,2% rispetto al 2021 e del 59,1% rispetto al 2005 entro il 2030.

Il teleriscaldamento come uno dei pilastri del Climate City Contract

Il Comune di Padova ha delineato obiettivi strategici e ambiziosi nel settore del teleriscaldamento, riconoscendolo come una leva fondamentale per la **decarbonizzazione della città e la riduzione delle emissioni climalteranti**. Tale iniziativa si inserisce nel più ampio "Piano d'Azione per la Neutralità Climatica al 2030" (Climate City Contract), che mira a trasformare Padova in una città a impatto climatico zero. Il settore degli edifici civili e industriali è particolarmente rilevante, essendo responsabile del 76% dei consumi finali di energia in città.

Gli obiettivi specifici e le azioni previste in materia di teleriscaldamento sono i seguenti:

1. **Allacciamenti e Sviluppo della Rete al 2030**: La strategia comunale prevede l'allacciamento di un numero significativo di utenze alle nuove reti di teleriscaldamento. Nello specifico, si punta a coinvolgere **12.500 alloggi residenziali**, equivalenti al 12,5% del totale degli alloggi censiti a Padova, circa **315 edifici a uso terziario**, pari al 15% degli edifici terziari cittadini, e circa **200 edifici industriali**, che rappresentano il 20% del totale. Per supportare questi allacciamenti, è previsto uno sviluppo chilometrico complessivo della rete di circa **140 km**. L'indicatore di monitoraggio stabilisce un target di **4.360 edifici teleriscaldati entro il 2030**, con tappe intermedie di 0 edifici entro il 2025 e 500 entro il 2027.
2. **Impatto sulle Emissioni**: Le azioni pianificate nel settore del teleriscaldamento sono stimate comportare una **riduzione diretta delle emissioni di 58.237 tonnellate di CO2eq all'anno**. Questo contributo è significativo per il raggiungimento degli obiettivi delineati nei campi d'azione "Ambiente Costruito" e "Sistemi energetici".
3. **Fonti di Calore per le Reti**: Le nuove reti di teleriscaldamento potranno essere alimentate da diverse fonti, privilegiando l'efficienza e le fonti rinnovabili o di recupero. Tra le fonti considerate vi sono:
    - **Impianti geotermici a bassa entalpia**, sia a circuito aperto che chiuso, che potrebbero essere realizzati, ad esempio, in parchi cittadini o parcheggi.
    - **Calore dissipato dal termovalorizzatore**, con specifiche indicazioni progettuali che mirano a servire, ad esempio, il nuovo polo ospedaliero di Padova.
    - **Calore residuo proveniente dalle reti delle acque reflue**.
    - **Calore residuo da impianti tecnologici** di aziende del territorio e da impianti ad alto rendimento, quali data center, supermercati e altre attività produttive.
4. **Contesto e Co-benefici Indiretti**: L'implementazione del teleriscaldamento è considerata particolarmente vantaggiosa in aree con vincoli edilizi-urbanistici, come il centro storico, dove l'adozione di altre fonti rinnovabili può essere ostacolata. Oltre alla diretta riduzione delle emissioni, questa misura comporterà un **miglioramento della qualità dell'aria** riducendo il numero di sorgenti emissive nel territorio comunale e contribuirà alla **creazione di posti di lavoro**.

Questo studio quindi si inserisce a supporto di questa strategia per identificare le potenzialità, i vincoli e le limitazioni allo sviluppo, nonché le sorgenti di calore di scarto dando priorità allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, ovvero quello basato sulla distribuzione di calore generato da fonti rinnovabili come la geotermia, calore di scarto o impianti di cogenerazione ad alto rendimento. A seguito, il cronoprogramma prevede la definizione delle azioni pilota per il 2025 a seguito di una fase 2 con degli esperti finanziatori e l'avvio dei lavori per la realizzazione delle nuove reti tra il 2026 e il 2030.

Classificazione dei sistemi di teleriscaldamento ed evoluzione della tecnologia

L'evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento (district heating in inglese) può essere suddivisa in cinque generazioni tecnologiche, ciascuna delle quali riflette il contesto storico, le esigenze energetiche e i progressi tecnologici del proprio tempo. Di seguito si propone una descrizione organizzata in ordine cronologico che ha come riferimento la Figura 1 e che sarà utile anche a comprendere gli scenari simulati per la Città di Padova e riportati nel Capitolo 4.

Prima generazione -1GDH (fine XIX secolo – primi decenni del XX secolo)

La prima generazione di sistemi di teleriscaldamento si sviluppa principalmente negli Stati Uniti e successivamente in Europa. Essa si fonda sull'**impiego di vapore ad alta pressione e ad elevata temperatura** (talvolta superiore a 300 °C), distribuito attraverso condotte in cemento o acciaio. L'energia primaria proveniva principalmente dal carbone o dall'incenerimento dei rifiuti urbani.

Tali sistemi, pur garantendo il riscaldamento centralizzato di interi quartieri, erano caratterizzati da **notevoli dispersioni termiche**, alti costi di esercizio e rischi legati alla sicurezza, risultando oggi largamente superati anche se in alcuni contesti di forte densità abitativa (come New York City) sono ancora in esercizio e garantiscono buone performace.

Seconda generazione -2GDH (anni '30 – '70 del XX secolo)

La seconda fase di sviluppo introduce l'utilizzo di **acqua surriscaldata ad alta pressione**, in sostituzione del vapore, con temperature generalmente comprese tra 120 °C e 150 °C. Questa generazione segna inoltre l'affermazione della **cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP)**, che consente la produzione combinata di elettricità e calore, con un incremento sensibile dell'efficienza complessiva del sistema energetico. Nonostante i progressi, le temperature di distribuzione rimanevano elevate, comportando la necessità di infrastrutture costose e con perdite non trascurabili.

Terza generazione – 3GDH (dagli anni '70/'80 fino a oggi)

La terza generazione si afferma in seguito alle crisi energetiche degli anni Settanta, quando diventa prioritario ridurre consumi e costi. Viene introdotto l'impiego di **tubazioni preisolanti prefabbricate**, che riducono in modo significativo le perdite di calore. Le reti operano con **temperature inferiori a 100 °C** e sono alimentate da un mix energetico più diversificato: oltre ai combustibili fossili, vengono integrati **biomasse, rifiuti, energia solare e fonti geotermiche**. Questa configurazione rappresenta oggi lo standard più diffuso a livello europeo.

Quarta generazione – 4GDH (dal 2020 in avanti)

La quarta generazione, concettualmente definita come **"smart thermal grid"**, si caratterizza per l'ulteriore riduzione delle temperature di esercizio: circa **60 °C in mandata e 25–40 °C in ritorno**. Essa è progettata per integrarsi con edifici ad alta efficienza energetica e con sistemi urbani di gestione intelligente. L'adozione di tecnologie **ICT, sensori e algoritmi di controllo**

consente la regolazione dinamica della rete, minimizzando sprechi e ottimizzando la distribuzione. Un elemento distintivo di questa generazione è l'elevata **flessibilità nell'impiego di fonti rinnovabili** (come solare termico e geotermia) e di calore di recupero a basse temperature proveniente da processi industriali.

Quinta generazione 5GDHC (presente e prospettiva futura)

La quinta generazione rappresenta la trasformazione più radicale. Le reti non operano più a temperature elevate, bensì come **"anelli termici a temperatura neutra"** (20–25 °C), nei quali l'acqua funge da fluido di scambio. Le utenze, mediante pompe di calore individuali o collettive, possono **prelevare o immettere calore**, configurando un sistema **bidirezionale**. Ne deriva un modello di rete che permette la **condivisione attiva di energia** tra edifici residenziali, commerciali e industriali poiché permette di distribuire sia energia termica che frigorifera con una singola rete. In questo modo possono oltre alle fonti citate prima, possono essere sfruttate fonti a temperatura molto più basse come il terreno, i bacini d'acqua, i data center, i supermercati e i sistemi di trattamento delle acque. Questo paradigma favorisce l'integrazione con le **comunità energetiche**, l'accumulo termico diffuso e la gestione ottimizzata tramite intelligenza artificiale, rappresentando la prospettiva più avanzata di teleriscaldamento sostenibile [1].

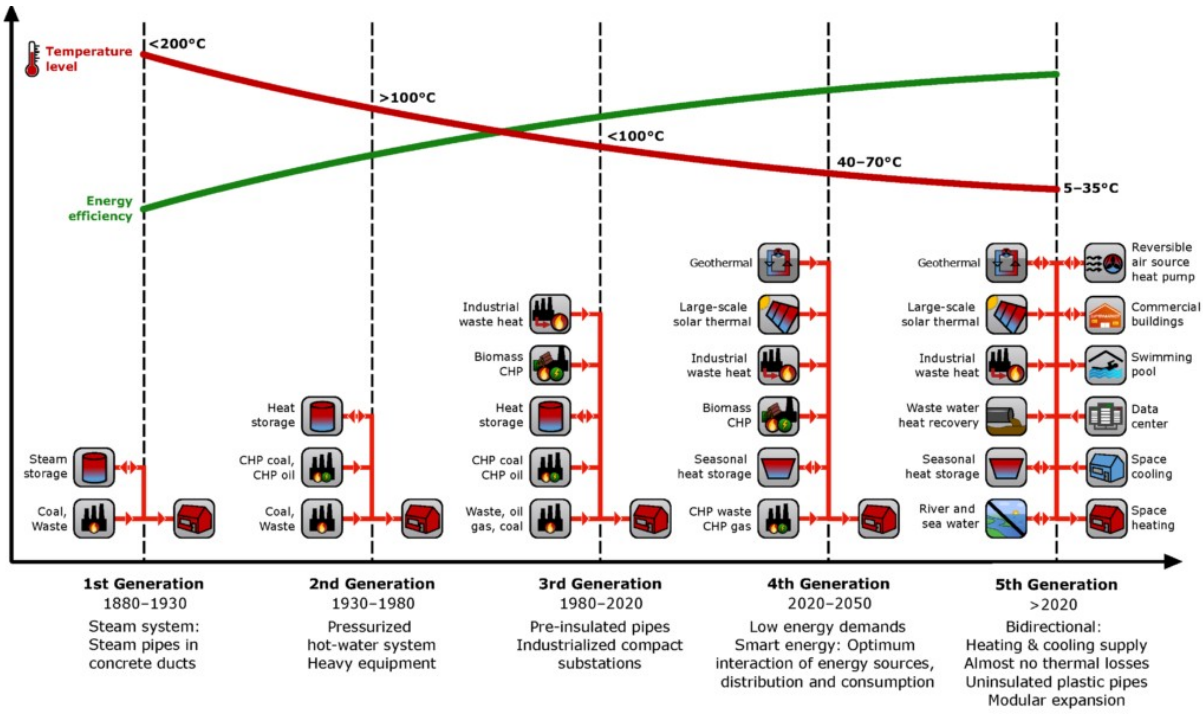


Figura 1: Classificazione ed evoluzione della tecnologia dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento [2].

Il percorso evolutivo dei sistemi di teleriscaldamento, dalla prima alla quinta generazione, testimonia una progressiva transizione:

- **da reti centralizzate, energivore e poco sicure**,
- **a sistemi intelligenti, flessibili e orientati alla decarbonizzazione**.

Oggi il teleriscaldamento non è soltanto un'infrastruttura tecnica, bensì uno strumento strategico per la **transizione energetica urbana**, capace di ridurre le emissioni climalteranti, valorizzare fonti rinnovabili e favorire un utilizzo razionale delle risorse. La prossima sezione, mira a descrivere brevemente il funzionamento delle reti di teleriscaldamento tradizionali che può essere un po' diverso per le reti di quinta generazione a causa dei flussi bidirezionali di energia e di portata.

Funzionamento delle reti di teleriscaldamento

I sistemi tradizionali (fino alla 4GDH) e i sistemi 5GDHC sono concepiti in modo diverso contrapponendo i sistemi di conversione dell'energia centralizzati a quelli decentralizzati, e di conseguenza possono sfruttare diverse strategie di controllo. In particolare, facendo riferimento alla Figura 2 dove sul lato sinistro si trova il sistema di generazione principale, **sei sistemi di controllo indipendenti operano in una rete di TLR tradizionale** e sono elencate di seguito. Secondo Frederiksen e Werner (2014) [3], quelli da A a E sono implementati a livello di stazione di produzione e di pompaggio, mentre la strategia di controllo F è implementata a livello di sottostazione utente:

- ***A- Controllo della temperatura di mandata***: l'obiettivo di questo controllo è quello di modulare la potenza termica della stazione di produzione per raggiungere un set-point fisso della temperatura di mandata. Quest'ultima è generalmente determinata per mezzo di relazioni che dipendono solo dalla temperatura ambiente esterna: più fa freddo maggiore sarà la temperatura di mandata della rete;
- ***B- Controllo della temperatura minima di mandata:*** questo controllo è importante soprattutto in estate quando il sistema di TLR funziona per fornire solo il carico di acqua calda sanitaria che può essere molto basso durante la notte. Per evitare un decremento della temperatura di mandata a causa delle perdite termiche e dell'assenza di circolazione, il controllo opera per modulare il flusso in un by-pass tra la tubazione di mandata e quella di ritorno in modo da raggiungere una minima temperatura di circolazione e quindi di mantenente un valore di mandata soddisfacente nel punto più lontano dal sistema di generazione;
- ***C- Controllo della pressione differenziale minima***: per alimentare la sottostazione più lontana dalla stazione di pompaggio è importante mantenere una pressione differenziale minima tra la tubazione di mandata e quella di ritorno. Questa variabile viene misurata da un sensore di pressione differenziale nel punto più lontano della rete di TLR e viene inviata alla stazione di pompaggio;
- ***D- Controllo della pressione massima:*** l'obiettivo è quello di controllare la prevalenza della stazione di pompaggio misurando la pressione sulla tubazione di alimentazione per evitare sovrapressioni che potrebbero danneggiare la rete;
- ***E- Controllo della pressione minima:*** l'obiettivo è quello di controllare, tramite vasi di espansione, la pressione minima della rete che si verifica all'aspirazione delle pompe. Questo permette di evitare la cavitazione e il danneggiamento dei componenti;

***F- Richiesta di calore e controllo del flusso*:** queste strategie di controllo sono implementate presso la sottostazione utente. In particolare, è possibile implementare un controllo climatico collegando il set-point della temperatura di mandata lato utenza (lato secondario della sottostazione) con la temperatura ambiente esterna tramite una curva di riscaldamento. Questo set point viene mantenuto controllando la portata sul lato primario della sottostazione per mezzo di una valvola modulante. Quest'ultima può operare per ottimizzare lo scambio di energia e raggiungere anche una temperatura pittosto bassa sulla tubazione di ritorno verso il sistema di TLR.

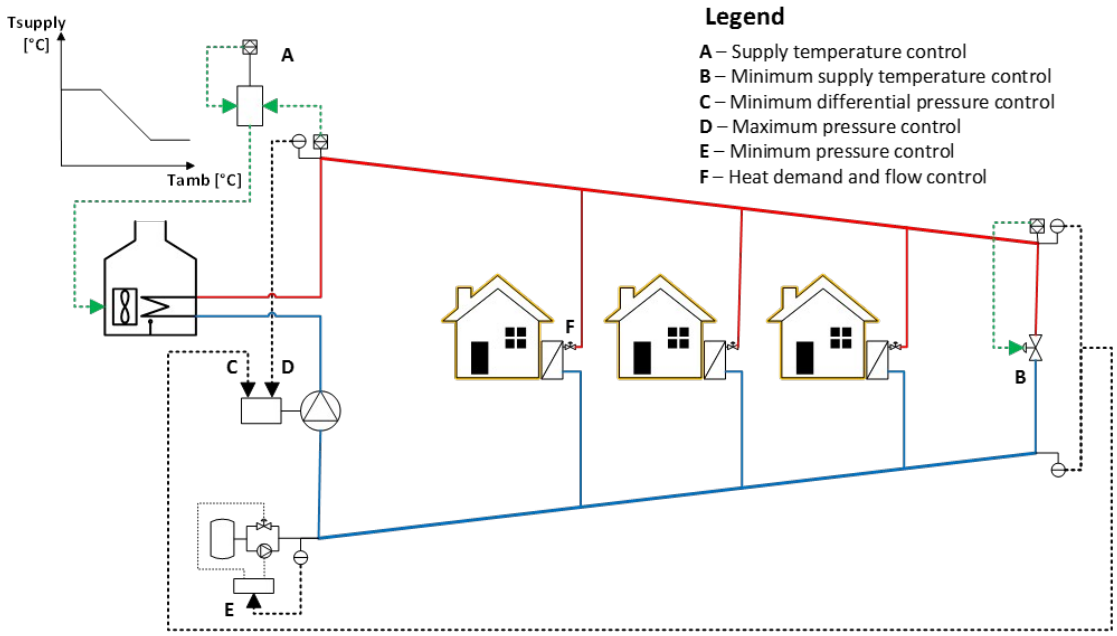


Figura 2: Sistemi di controllo nei sistemi di TLR tradizionali [4].

Nelle reti 5GDHC, le strategie di controllo di base possono differire da quelle usate nel TLR tradizionale ad alta temperatura. In particolare, il controllo della pressione differenziale e il controllo della temperatura di mandata, che in genere sono implementati presso le unità di generazione del calore nei sistemi di TLR tradizionali, possono essere assenti nei sistemi 5GDHC. La temperatura di mandata è fortemente dipendente dalla sorgente nei sistemi a circuito aperto, mentre nei sistemi a circuito chiuso è lasciata fluttuare liberamente con una dipendenza dal peso tra i carichi di riscaldamento e raffreddamento. Solo nelle *reti bidirezionali di flusso di energia – flusso di portata mono-direzionale* di 5GDHC il controllo della pressione differenziale è realizzato con stazioni di pompaggio centralizzate. In altri casi, la quantità e la direzione del flusso nei rami principali della rete è preincipalmente legato al risultato delle interazioni tra le diverse pompe decentralizzate delle sottostazioni.

Gestione dell'accumulo di energia termica (TES) nelle reti di teleriscaldamento

I sistemi di accumulo di energia termica sono componenti cruciali nel TLR per raggiungere un alto livello di affidabilità di funzionamento e integrare una grande quantità di energia fornita da fonti rinnovabili e di calore di scarto. La **flessibilità fornita da sistema di accumulo** sta nel disaccoppiare il momento in cui l'energia viene prodotta dal momento in cui viene consumata. Ad esempio, questo è essenziale per i sistemi basati sul solare termico (Solar District Heating) in cui l'energia termica viene prodotta quando la radiazione solare è disponibile, mentre l'energia termica può essere consumata di notte. Allo stesso modo, i grandi sistemi di accumulo stagionali disaccoppiano il periodo di produzione di energia dal periodo di consumo di energia su una scala temporale più larga con un ciclo di carica/scarica di un anno. Inoltre, **un ulteriore vantaggio dell'installazione di un sistema di accumulo è quello di coprire i picchi di domanda**, consentendo l'installazione di sistemi di generazione dimensionati per una capacità inferiore rispetto al valore di picco della domanda. Tuttavia, questi vantaggi del sistema di accumulo sono ripagati dalle spese di una maggiore quantità di energia per coprire le perdite termiche di stoccaggio sia attraverso la pareti sia dovuti alla miscelazione dei fluidi.

In generale, la tecnologia dei sistemi di accumulo può essere classificata in base al livello di temperatura, alla durata e al materiale. I serbatoi a base d'acqua sono comunemente impiegati come sistema di accumulo giornaliero (a breve termine) sia nelle reti di teleriscaldamento tradizionali che in quelle di teleraffrescamento per sfruttare le strategie di peak shaving. Lo stoccaggio stagionale di solito sfrutta la grande massa e capacità termica dell'acqua o del terreno e in alcuni casi può funzionare come sistema di accumulo a breve termine mitigando i picchi di carico giornalieri.

Soluzioni di accumulo termico nelle reti di teleriscadamento

Le tecnologie dei sistemi di accumulo stagionali più comuni sono illustrati nella Figura 3. I sistemi con sonde geotermiche (Borehole Thermal Energy Storage - BTES) e i sistemi di accumulo in falda acquifera (Aquifer Thermal Energy Storage - ATES) sono i più usati nei sistemi a bassa temperatura. I sistemi BTES sono costituiti da una serie di sonde di tubi in polietilene dove vengono interrati fino ad una profondità di 100÷300 metri. La miscela acqua-glicole è solitamente impiegata come vettore energetico nei sistemi BTES per immagazzinare ed estrarre indirettamente il calore nel/dal terreno. Al contrario, nei sistemi ATES, il fluido geotermico viene estratto direttamente e iniettato in pozzi. Di solito, degli scambiatori di calore sono impiegati nelle stazioni di trasferimento del calore dei sistemi ATES per limitare la contaminazione e i problemi di incrostazioni nei componenti della rete di TLR.

Grandi serbatoi in acciaio o sistema di accumulo di tipo “pit storage” sono impiegati come sistema di accumulo stagionale nei tradizionali sistemi di TLR ad alta temperatura. L'applicazione dei “pit storage” è strettamente legata al concetto di teleriscaldamento solare (Solar District Heating) che è cresciuto molto rapidamente in Danimarca negli ultimi anni. In tali sistemi, i campi di collettori piani sono solitamente impiegati per produrre calore ad alta

temperatura in estate. L'isolamento della parete di tale sistema di accumulo consente di mantenere una temperatura relativamente alta per un periodo di tempo lungo in modo che l'energia termica possa essere utilizzata per coprire parte del fabbisogno di riscaldamento invernale.

Le sezioni seguenti hanno lo scopo di descrivere le diverse strategie di controllo per sfruttare la capacità del sistema di accumulo nei sistemi DHC. In particolare, vengono analizzati in modo approfondito l'operazione di peak shaving in un sistema di accumulo centralizzato a breve termine in una rete DH tradizionale ad alta temperatura e la gestione di un sistema di accumulo decentralizzato a breve termine in sistemi 5GDHC.

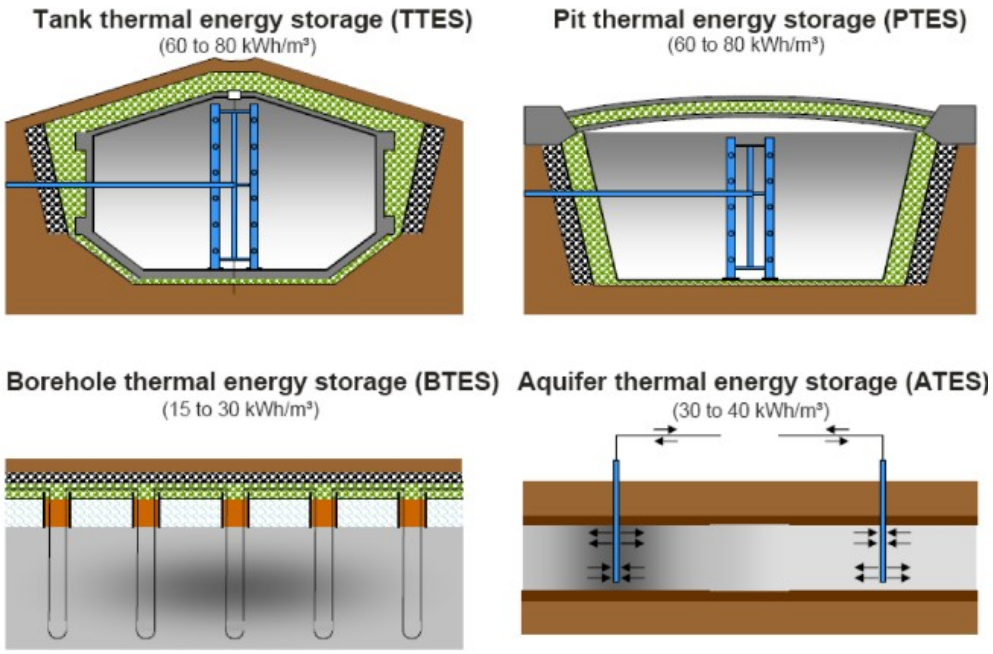


Figura 3: Schemi di diversi accumuli di energia termica stagionale centralizzata per reti di TLR [5].

Come si vedrà nel Capitolo 4, in questo studio sono stati studiati principalemnte i sistemi di accumulo a base d'acqua in applicazioni centralizzate e i sistemi con sonde geotermiche (Borehole Thermal Energy Storage - BTES) come accumulo stagionale. Per preservare le temperature di un sistema di accumulo ad acqua è importante mantenere un certo livello di stratificazione durante il processo di carica/scarica. Questo obiettivo può essere raggiunto fornendo acqua calda nella parte superiore (durante la carica) o acqua fredda nella parte inferiore (durante la scarica). Inoltre, per evitare la miscelazione tra fette di fluido a temperature diverse, all'interno dell'accumulo possono essere installati alcuni dispositivi come tubi di stratificazione o diffusori. Questi funzionano in modo da evitare turbolenze di flusso alla porta di ingresso del serbatoio a causa dell'elevata velocità relativa del fluido in ingresso.

Profilo di carico termico in un sistema di teleriscaldamento tradizionale

Per chiarire l'utilità dell'accumulo termico centralizzato è importante analizzare il profilo di carico termico di un sistema di TLR che rappresenta il risultato dell'aggregazione della domanda di calore di ogni singolo edificio più le perdite termiche di distribuzione della rete. Tuttavia, il carico termico totale è influenzato da una variazione stagionale, da una variazione settimanale tra i giorni della settimana e del fine settimana e da una variazione giornaliera. Ad esempio, le ultime due variazioni sono mostrate nella Figura 4 per il carico termico di un sistema di TLR tradizionale durante due settimane consecutive nel periodo invernale. Queste due variazioni sono legate al comportamento sociale collettivo, come l'armonizzazione degli orari di lavoro. Infatti, si può notare che il carico termico durante i giorni del fine settimana è inferiore rispetto a quello dei giorni feriali. Ciò si verifica perché i sistemi di riscaldamento di alcuni edifici come uffici, scuole, processi industriali, ecc. non sono in funzione o hanno un set point di temperatura molto basso durante il fine settimana.

La variazione giornaliera è caratterizzata da due picchi di carico: uno al mattino e uno al pomeriggio. Questi picchi sono generalmente associati ai picchi della domanda di acqua caldasanitaria ma un ulteriore effetto rende il picco mattutino più alto di quello pomeridiano: questo è l'effetto cumulativo dello spegnimento notturno del riscaldamento o di adottare un setpoint di temperatura ambiente più basso in determinati orari. Questo anche se comporta dei rispami energetici crea delle importanti conseguenze di stress sul sistema di teleriscaldamento poichè il picco mattutino che ne consegue crea di fatto un'enorme rampa di potenza da soddisfare in pochissimo tempo. A causa della rapida variazione e dell'intensità di picco, in generale, c'è la necessità di far funzionare a questo scopo delle caldaie a gas nell'impianto di generazione con costi operativi molto elevati e aumento del consumo di energia primaria non rinnovabile.

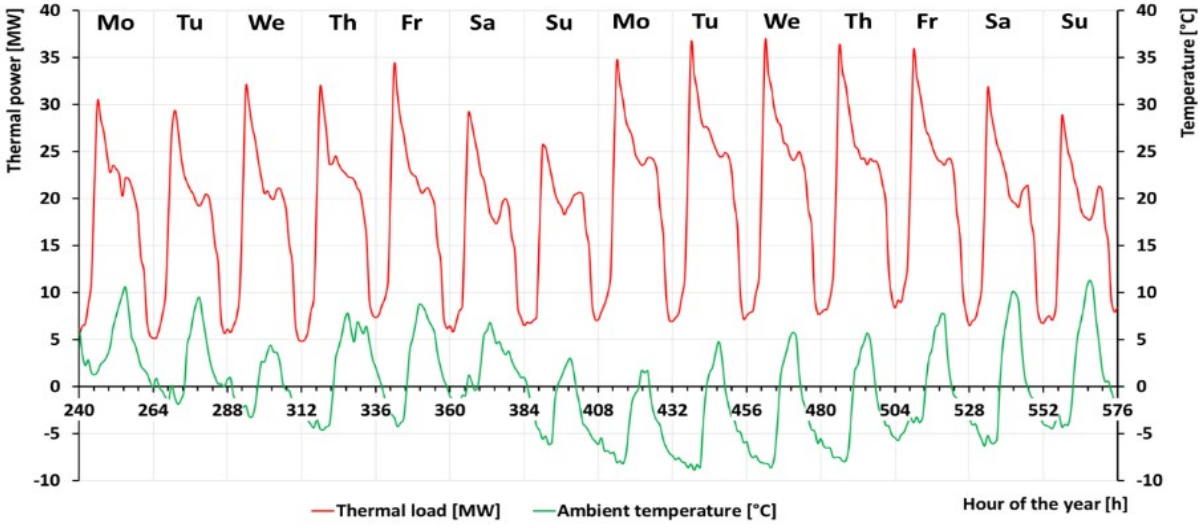


Figura 4: Carico termico di un sistema di TLR tradizionale per due settimane consecutive durante il periodo invernale [4].

Collegamento e gestione degli accumuli centralizzati

Per risolvere il problema del picco del carico termico si può installare un accumulo centralizzato in parallelo (o in alcuni casi in serie) ai sistemi di generazione come riportato in

Figura 5. I principali compiti operativi del sistema di accumulo di energia termica centralizzato possono essere riassunti come:

- l'equalizzazione del carico termico degli impianti di generazione mentre la domanda di calore da parte dei consumatori è fluttuante;
- aumento dell'efficienza operativa delle unità di generazione grazie a un funzionamento più stabile;
- copertura dei picchi di domanda di calore evitando l'accensione temporanea di unità di picco con elevati costi operativi;
- la possibilità di funzionare quando la domanda di calore è inferiore al minimo tecnico del sistema di generazione di calore;
- aumentare la flessibilità dei sistemi di cogenerazione consentendo la generazione di energia elettrica nelle ore non di punta del carico termico senza sprecare il calore del sottoprodotto;
- bilanciare l'eccesso di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili attraverso il concetto Power-to-Heat tramite pompe di calore o caldaie elettriche.

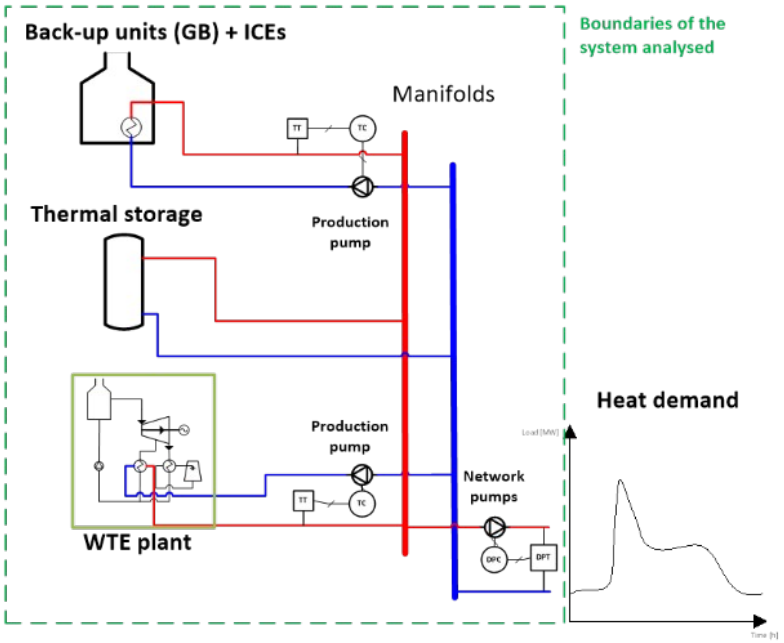


Figura 5: Schema dell'integrazione di un accumulo centralizzato in una rete tradizionale che recupera il calore da un inceneritore (WTE plant) o utilizza delle caldaie (GB) di backup oltre a dei sistemi cogenerativi (ICEs).

Considerando i vantaggi dell'accumulo termico centralizzato questo è stato incluso in tutte le simulazioni riportate nel Capitolo 4.

Dopo questa introduzione sui sistemi di teleriscaldamento e il loro funzionamento, nel prossimo capitolo verrà fatta una panoramica del **potenziale di crescita in Italia** del teleriscaldamento e di come si posiziona la città di Padova in questo scenario.

Capitolo 1: Stato del teleriscaldamento in Italia e posizionamento della Città di Padova

Il teleriscaldamento è un'infrastruttura essenziale per il trasporto di energia termica da una o più fonti di produzione a diversi edifici o siti di utilizzo, principalmente su suolo pubblico. Fornisce calore per il riscaldamento degli ambienti, il raffreddamento, i processi industriali e l'acqua calda sanitaria, sostituendo le caldaie tradizionali con sottostazioni e mantenendo inalterato il sistema di distribuzione interno degli edifici. Una delle sue principali caratteristiche è la capacità di sfruttare una **molteplicità di risorse di calore**, incluse quelle non accessibili ai sistemi di riscaldamento individuali, garantendo maggiore flessibilità, sicurezza energetica e riducendo la dipendenza dalle importazioni. È riconosciuto come una tecnologia efficace per accelerare l'efficienza energetica urbana e integrare grandi quantità di energia rinnovabile grazie alla sua capacità di accumulo. A livello europeo i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento coprono circa il 12% del mercato del riscaldamento nel settore residenziale e dei servizi e **ci sono oltre 17.000 reti di TLR in Europa** che forniscono calore a 70 milioni di cittadini [6].

Ruolo Attuale del Teleriscaldamento negli Sforzi di Decarbonizzazione dell'Italia

Secondo i dati riportati nell'Annuario 2024 di AIRU – Associazione Italiana Riscaldamento Urbano con riferimento al 2023 [7], i sistemi di teleriscaldamento in Italia coprono circa il **3%** del fabbisogno nazionale di riscaldamento del settore civile. Nel 2023, questi sistemi hanno prodotto **10.691 GWh termici** (di cui **8.494 GWh** di energia utile erogata all'utenza).

Aspetti chiave del suo ruolo attuale includono:

• **Diffusione geografica**: Sono presenti circa **434 reti** di teleriscaldamento in **235 centri urbani**, prevalentemente nelle regioni settentrionali come Lombardia e Piemonte, che da sole servono il **68,5%** della volumetria teleriscaldata, e le altre regioni del Nord servono complessivamente il **98%** della volumetria totale.

• **Infrastruttura**: La lunghezza totale delle tubazioni (escluse le diramazioni) si estende per **5.082 km**, servendo **92.645 sottostazioni di utenza**.

• **Mix energetico**: Nel 2023, l'apporto della cogenerazione fossile e delle fonti rinnovabili copre **quasi l'80%** dell'energia termica immessa nelle reti. Le fonti rinnovabili costituiscono circa il **29,5-29,6%** dell'energia totale immessa in rete. La ripartizione delle fonti rinnovabili include la cogenerazione rinnovabile con il **15,6%**, la produzione semplice rinnovabile con l'**8,1%**, le rinnovabili dirette (geotermia e solare termico) con il **2,9%**, le pompe di calore con l'**1,9%** e il recupero industriale con l'**1,1%**.

• **Impatto ambientale**: Nel 2023, i sistemi di riscaldamento urbano italiani hanno conseguito un risparmio di energia primaria fossile di circa **0,5 Mtep**, equivalente al **25,1%** dell'energia consumata dai sistemi di riscaldamento convenzionali sostituiti. Questo ha anche portato a una riduzione di **1,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica** rispetto ai sistemi convenzionali sostituiti, pari al **31,8%** delle emissioni evitate.

Regione	Volumetria teleriscaldata		
	2022	2023	
	Mm³	Mm³	%
Lombardia	167,2	169,0	42,3
Piemonte	102,8	104,7	26,2
Emilia Romagna	47,0	47,5	11,9
Trentino A. A.	43,4	44,9	11,2
Veneto	16,9	17,6	4,4
Valle d'Aosta	4,0	4,3	1,1
Lazio	3,7	3,7	0,9
Toscana	2,6	2,7	0,7
Liguria	2,2	2,2	0,6
Friuli V. G.	1,7	1,7	0,4
Marche	0,7	0,7	0,2
Umbria	0,6	0,6	0,2
Totale Italia	**392,8**	**399,6**	**100**
Totale Nord	385,2	391,9	
	98%	98%	

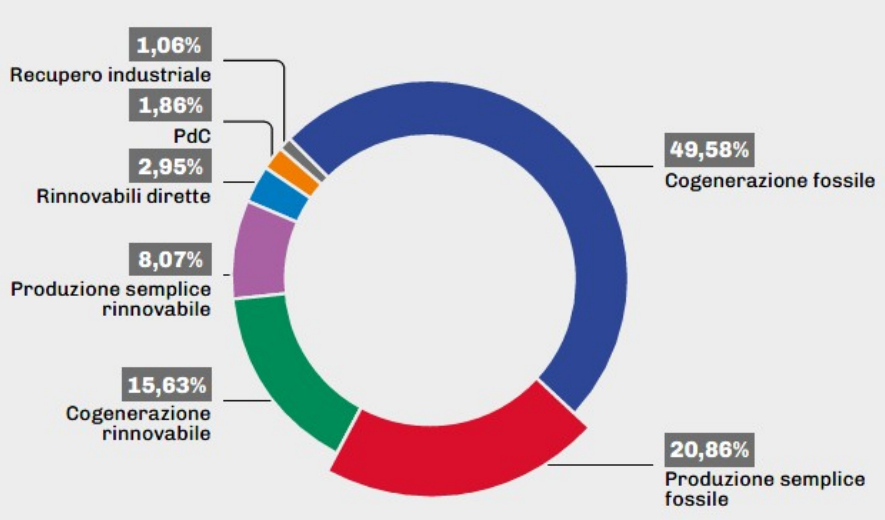


Figura 6: Volumetria teleriscaldata e mix energetico dell'energia immessa in rete nel 2023 [7].

Ulteriori dati statistici sul teleriscaldamento in Italia si possono trovare nei rapporti del GSE e in particolare nel più recente del 2023 con riferimento ai dati statistici del 2021 [8]. Da questi emerge che ad esempio **l'83% della potenza installata si trova nella zona climatica E** e che **il 38% della volumetria riscaldata è in città con un numero di abitanti maggiore di 250.000** come riportato in Figura 7.

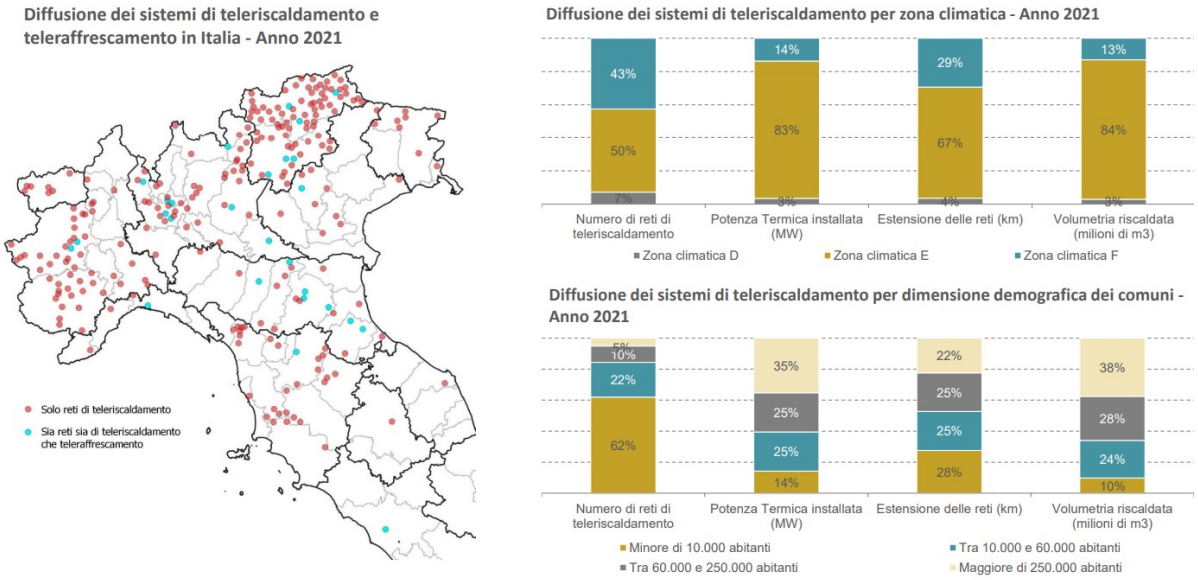


Figura 7: Sistemi di TLR in Italia per zona climatica e per dimensione demografica nel 2021 [8].

Dalla Figura 8 emerge invece l'utilizzo delle fonti principali nelle diverse reti che si distinguono per il recupero di calore dai termovalorizzatori in diverse grandi città, l'utilizzo

della biomassa nelle zone montane come in trentino alto adige, l'utilizzo della geotermia in Toscana e in alcune città come Ferrara. Un'altra informazione importante riguarda la **densità termica lineare** di una rete di teleriscaldamento che è **il rapporto tra energia erogata e lunghezza della rete**, utile per valutarne la sostenibilità economica. Dipende dall'urbanistica del territorio, dalla domanda termica e dal numero di utenze collegate, variando nel tempo con lo sviluppo della rete. Nel 2021 l'analisi statistica del GSE [8], riportata a destra nella Figura 8 dove i colori delle bolle rappresentano la fonte energetica e il tipo di generatore prevalente, mentre l'ampiezza dell'area è proporzionale all'energia erogata, mostra che:

- le **reti piccole**, spesso alimentate da **fonti rinnovabili con caldaie semplici**, hanno valori molto variabili di densità con valore medio tra 1÷1,15 MWh/m;
- le **reti grandi**, con estensione e volumi di energia maggiori, sono in prevalenza a **fonte fossile in assetto cogenerativo** e mostrano valori più stabili con valore medio tra 2,42÷2,63 MWh/m;
- la media complessiva di tutte le reti è pari a 2,06 MWh/m.

Questi valori saranno utili come riferimento per validare in maniera veloce la sostenibilità economica delle reti analizzate nel Capitolo 4.

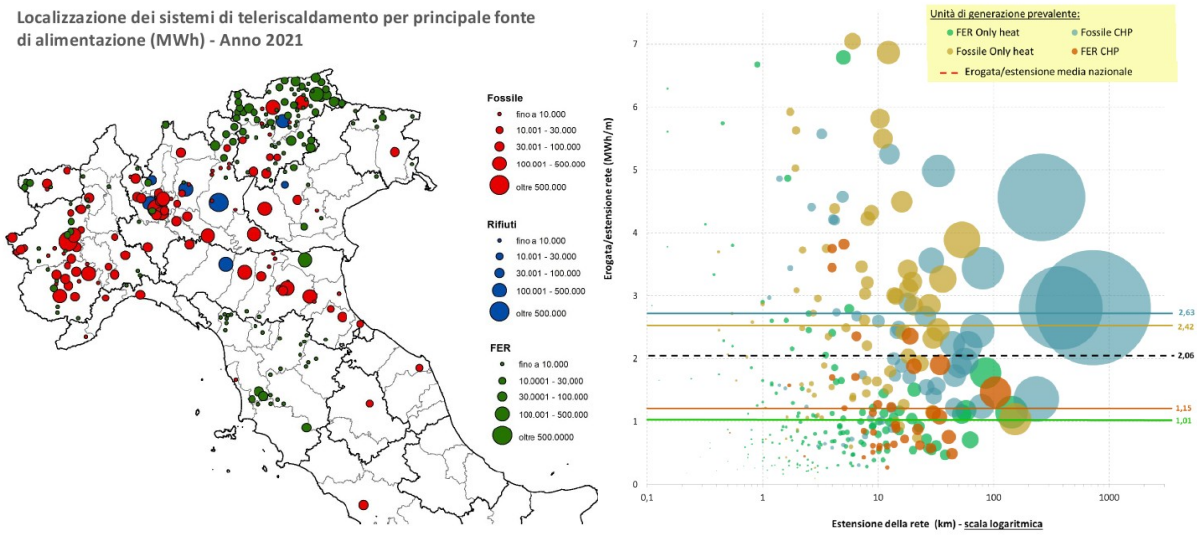


Figura 8: Localizzazione dei sistemi di TLR e densità termica lineare per principale fonte di alimentazione nel 2021 [8].

A livello di **Regione del Veneto si contano solo 13 comuni teleriscaldati** con 11 reti presenti e una potenza termica installata di 402 MW. L'estensione delle reti si aggira intorno a 149 km collegando 2250 sottostazioni di utenza e riscaldando una volumetria di 17,1 milioni di m^3. Questi valori mostrano che c'è tanto potenziale a livello regionale da sfruttare soprattuto se messi a confronto con altre regioni e provincie. A titolo di esempio, la Provincia Autonoma di Bolzano che ha una popolazione pari a circa un decimo della Regione del Veneto conta 55 comuni teleriscaldati, 1149 km direti e una volumeria riscaldata di 34 milioni di m^3 (pari al doppio). La Regione Piemonte che ha una popolazione leggermente più bassa della Regione del Veneto conta 54 comuni teleriscaldati, 1223 km direti e una volumeria riscaldata di 108,3 milioni di m^3 (oltre sei volte maggiore).

La stessa cosa vale a livello nazionale dove confrontando nella Figura 9 l'Italia con altri paesi europei emerge un valore molto basso dell'**energia totale immessa pari a circa 13 TWh nel 2021 (**10 volte inferiore alla Danimarca) ma soprattuto anche a livello pro capite (30 volte inferiore alla Danimarca). Questo ovviamente dipende da diversi fattori e soprattutto dal clima, ma è evidente che c'è un importate potenziale non sfruttato e la cui valutazione è riassunta nella prossima sezione.

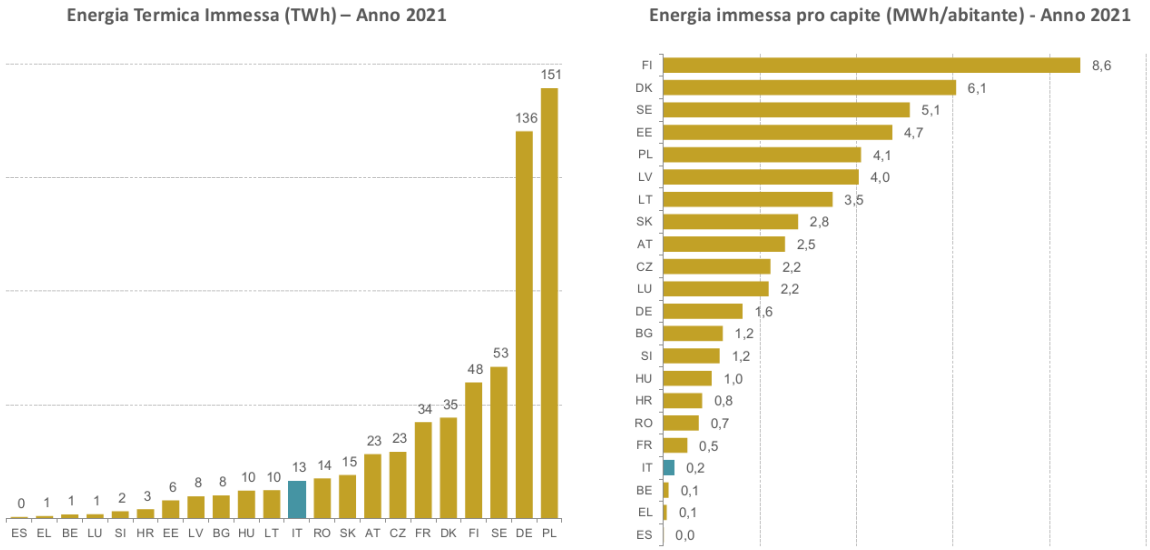


Figura 9: Energia termica totale e pro capite immessa nelle reti di teleriscaldamento in Europa [8].

Ruolo Potenziale negli Sforzi di Decarbonizzazione dell'Italia

Uno studio congiunto del Politecnico di Milano e del Politecnico di Torino [9] ha quantificato il potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente in Italia entro il 2030, concentrandosi sull'integrazione su larga scala di fonti rinnovabili e recupero di calore di scarto per la decarbonizzazione. La metodologia impiega dati georeferenziati e software open-source per valutare la domanda di calore, la disponibilità delle fonti e lo sviluppo potenziale, confrontandolo con soluzioni di riscaldamento individuali alternative.

Domanda di Calore e Idoneità Tecnica

La domanda totale di calore per il riscaldamento degli ambienti e l'acqua calda sanitaria nei settori residenziale e terziario è stimata in **329 TWh**.

Di questa, **114 TWh pari la 35% sono tecnicamente idonei alla connessione a una rete di teleriscaldamento**. Questa "domanda tecnicamente idonea" si riferisce a edifici che possiedono già un sistema di distribuzione interna centralizzato, consentendo una semplice sostituzione del generatore con una sottostazione di teleriscaldamento.

Per il 2030, la domanda di riscaldamento del settore residenziale è proiettata a 219,3 TWh, con ulteriori 26,4 TWh per l'acqua calda sanitaria. La domanda del settore terziario è stimata a 84,2 TWh.

Potenziale Economico ed Espansione

In uno scenario che minimizza il costo complessivo del sistema, senza considerare meccanismi di incentivazione, il potenziale di espansione del teleriscaldamento, rispetto alle soluzioni individuali tradizionali, è stimato in **38 TWh**. Questo rappresenta **più di un quadruplo aumento** rispetto agli attuali 9 TWh (dato del 2018) e coprirebbe il **12% della domanda totale nazionale di riscaldamento**. I principali fattori di questa espansione sono l'utilizzo del **recupero di calore di scarto e delle fonti di energia rinnovabile**.

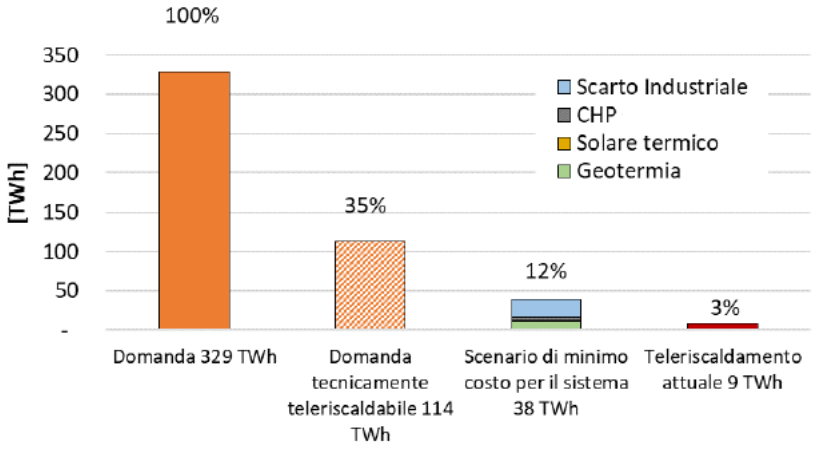


Figura 10: Step progressivi nella identificazione del potenziale nazionale di espansione del teleriscaldamento efficiente [9].

Potenziali Fonti di Calore

Calore di Scarto: Si stima una disponibilità a livello nazionale di **90 TWh di calore di scarto**, la maggior parte dei quali a temperature idonee per il recupero e la distribuzione tramite teleriscaldamento. Nello specifico, sono identificati **121 TWh di calore di scarto recuperabile** da impianti industriali, centrali termoelettriche, impianti di trattamento delle acque e termovalorizzatori.

La quota maggiore di calore di scarto recuperabile proviene dalle centrali di produzione elettrica, in particolare da quelle attualmente non cogenerative. Nel settore industriale, le industrie petrolifere e chimiche sono i maggiori contributori.

I termovalorizzatori potrebbero contribuire con 6,8 TWh, e gli impianti di trattamento delle acque con circa 31 TWh.

Fonti Rinnovabili:

Geotermia: Si stima un potenziale massimo di circa **7 TWh per applicazioni ad alta e media temperatura** e **11 TWh per applicazioni a bassa temperatura** (con l'uso di pompe di calore). La geotermia è prevista come la seconda fonte più importante nello scenario ottimizzato.

Biomassa: Circa **3,39 TWh** di calore recuperabile da cogenerazione a biomassa sono considerati disponibili per il teleriscaldamento, derivanti da gestione forestale sostenibile e residui di potatura.

Solare Termico: Si stima che circa **11 TWh** di domanda possano essere soddisfatti dall'energia solare termica, basandosi su una copertura del 10% della domanda di rete senza accumulo stagionale.

L'approvvigionamento ottimizzato di 38 TWh di teleriscaldamento sarebbe composto principalmente da **22 TWh da recupero di calore di scarto**, **11 TWh da geotermia**, **3 TWh da cogenerazione a gas dedicata** e **2 TWh da solare termico**.

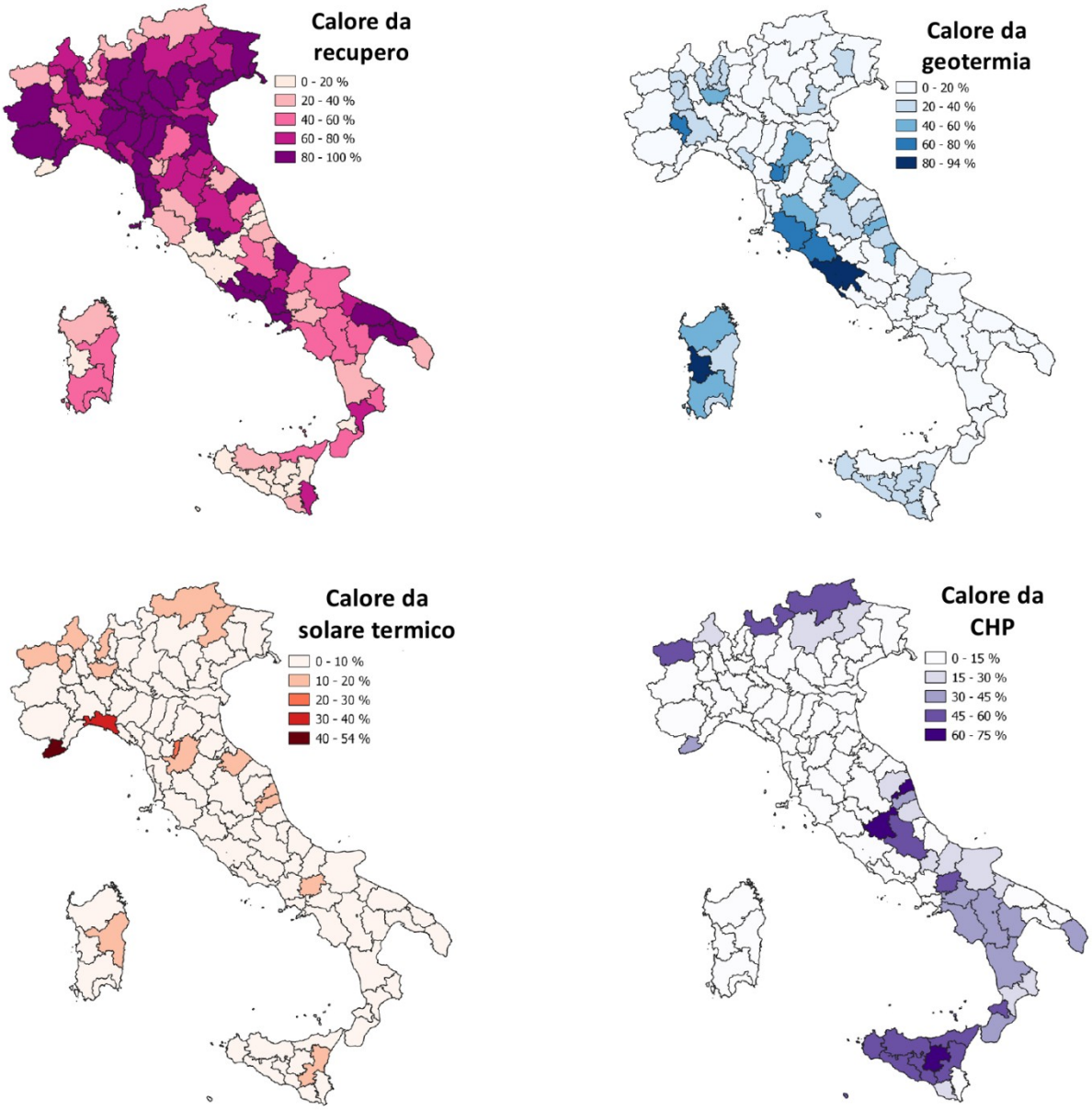


Figura 11: Distribuzione provinciale del contributo percentuale dato dal calore di scarto, dalla geotermia, dal solare termico e dalla cogenerazione a gas metano [9].

Benefici Ambientali:

La realizzazione di questo potenziale di espansione del teleriscaldamento comporterebbe una riduzione di **5,7 MtCO2 di emissioni di gas serra**, equivalente alla dismissione di circa **4 milioni di caldaie autonome da appartamento**.

Si registrerebbe anche una significativa riduzione delle concentrazioni di inquinanti nelle aree urbane. Questa riduzione è stimata equivalente alla rimozione dalla circolazione di oltre **100.000 veicoli per gli NOx** e di oltre **1.000.000 veicoli per il particolato**.

La riduzione media di concentrazione degli NOx è di 2 µg/m3, con alcune aree che sperimenterebbero riduzioni superiori a 4 µg/m3 (circa il 4% dei comuni italiani). Per il particolato, la riduzione media è di circa 10 µg/m3.

Complessivamente, le emissioni totali di NOx sono previste diminuire di circa il **13%**, mentre altri inquinanti come CO, SOx, VOC e PM potrebbero vedere riduzioni tra il **35% e il 37%**. Questi benefici ambientali sono particolarmente rilevanti in aree urbane densamente popolate e spesso inquinate, come la Pianura Padana.

Distribuzione Geografica del Potenziale

I valori assoluti più elevati di calore fornito sono proiettati nelle province settentrionali, con **Roma, Napoli e Lecce** che mostrano anch'esse un potenziale significativo.

In rapporto alla superficie, **Milano, Monza-Brianza e Trieste** sono in testa, mentre Roma, Napoli e Lecce rimangono importanti.

Percentuali di copertura superiori al 15% sono previste in aree come il Piemonte (specialmente Torino), Milano, Roma, Lecce e, sorprendentemente, in alcune parti della Sardegna settentrionale e della Sicilia meridionale (ad esempio, Enna).

Posizionamento della Provincia e della Città di Padova

Dallo studio preso in considerazione [9] la stima del calore che potrebbe essere distribuito nella Provincia di Padova si aggira tra 423 e 767 GWh con un valore specifico per unità di superficie territoriale tra 1.30 e 2.69 GWh/m^2. Il calore fornito dalle potenziali reti di teleriscaldamento potrebbero arrivare a coprire tra il 6% e l'8.7% della domanda totale pari ad un valore tra il 15.6% e il 25.5% della totale domanda teleriscaldabile come riportato in Figura 13. Riguardo alle potenziali forniti, come si evince dalla Figura 11:

- il calore di scarto potrebbe coprire tra il 60% e l'80% del calore distribuito;
- la geotermia potrebbe coprire tra il 20% e il 40% del calore distribuito;
- il solare termico potrebbe coprire tra lo 0% e il 10% del calore distribuito;
- la cogenerazione (CHP) a gas naturale potrebbe coprire tra lo 0% e il 15% del calore distribuito;

I primi 30 comuni, in ordine di energia distribuita potenziale, sono riportati nel grafico a barre della Figura 12 dove si può distinguere nettamente il ruolo di Roma, Torino e Milano, che da sole coprono il 25% del potenziale individuato. Il totale dei 30 comuni arriverebbe a coprire il 40% del potenziale individuato.

In questa lista la città di Padova si colloca sesta preceduta da cinque città Roma, Torino, Milano, Brescia e Verona dove vi è già una presenza importante di calore distribuito attraverso reti di teleriscaldamento esistenti. Diversamente, a Padova gli unici sistemi di teleriscaldamento identificati sono quello in via Palestro gestito da ACEGASAPSAMG e una piccola rete privata che collega alcuni edifici universitari nella zona di via Venezia**. La stima del potenziale del calore che potrebbe essere distribuito a Padova che emerge da questo sudio è dell'ordine di 350.000 MWh.**

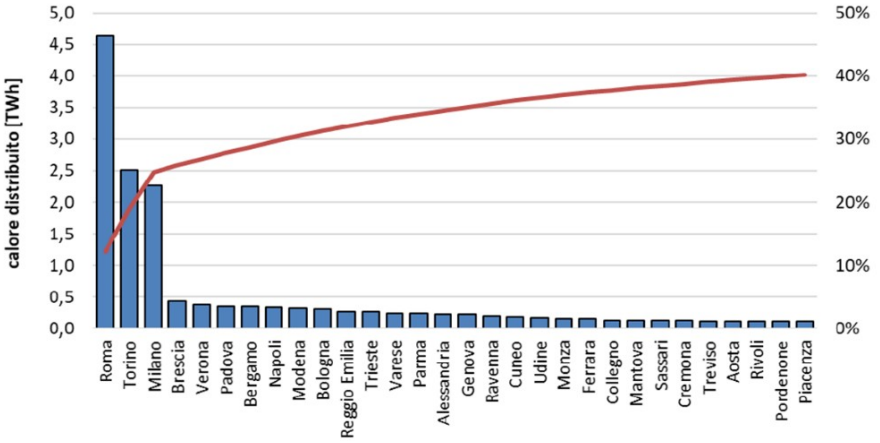


Figura 12: Contributo delle grandi città nella costruzione del potenziale nazionale del teleriscaldamento efficiente.

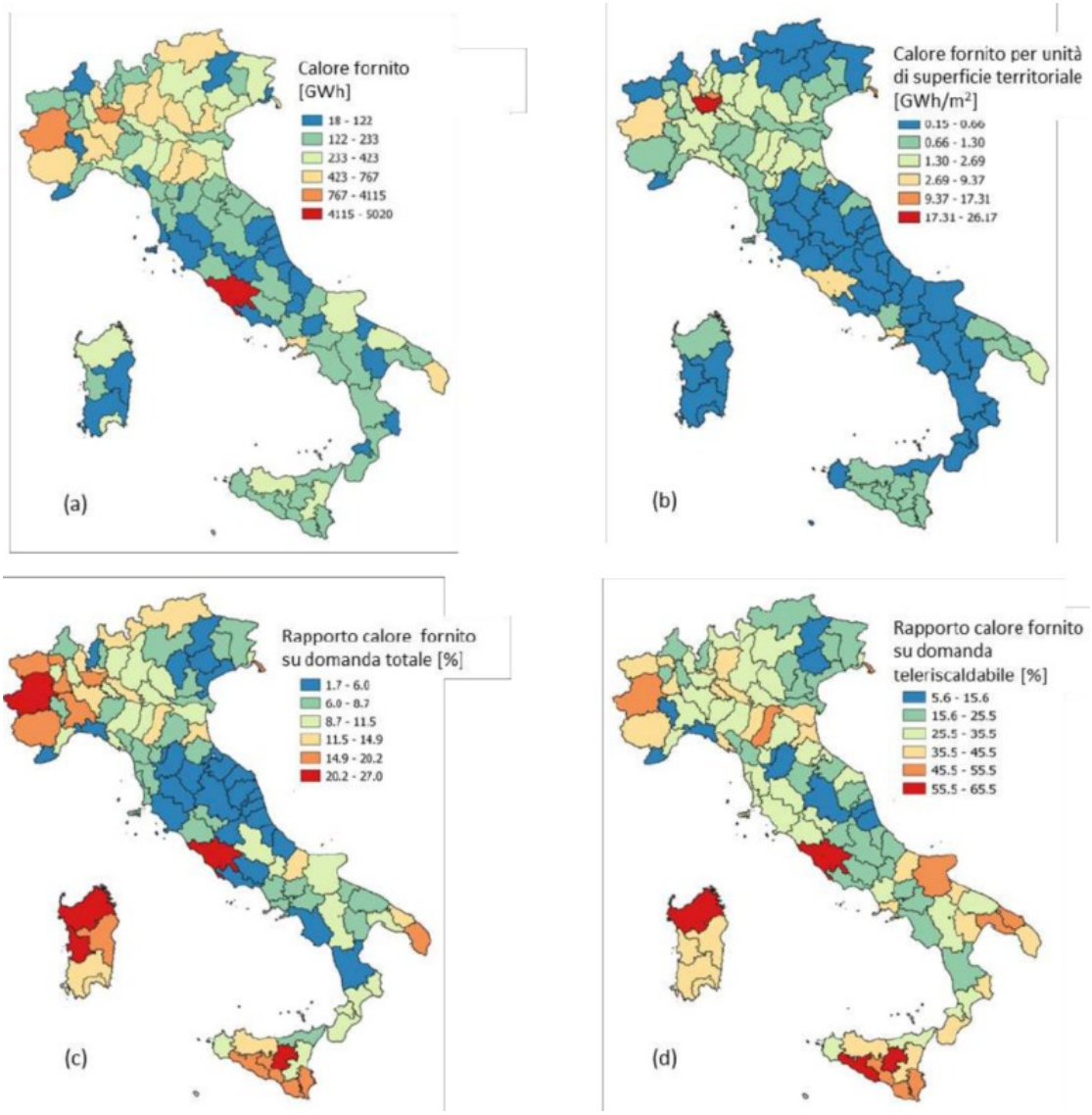


Figura 13: Distribuzione provinciale del calore fornito, espresso in termini assoluti (a), in rapporto alla superficie territoriale (b), in rapporto alla domanda totale (c) e in rapporto alla domanda tecnicamente teleriscaldabile (d) [9].

La rete di teleriscaldamento di via Palestro

Nel cuore del quartiere Savonarola, in via Palestro, AcegasApsAmga ha avviato nei primi anni 2000 la prima centrale di cogenerazione a gas metano della città, chiamata comunemente "teletermo Palestro". I documenti comunali la indicano operativa dal 2004 come progetto, con l'entrata in esercizio commerciale della cogenerazione nel febbraio 2006. La missione: servire un piccolo bacino urbano (complessi residenziali e alcuni edifici pubblici) con calore prodotto in modo più efficiente rispetto alle singole caldaie di edificio[3].

Il "cuore" tecnico della centrale è compatto ma ben dimensionato per un quartiere: una caldaia da 3 MW e un cogeneratore Jenbacher JMS 212 (circa 511 kW elettrici e 670 kW termici), con un potenziamento nel 2008 tramite una seconda caldaia da 2 MW per coprire i

3 https://www.comune.padova.it/sites/default/files/attachment/C_1_Allegati_15960_Allegato.pdf?

picchi[4]. È un'impostazione tipica dei micro-TLR: la cogenerazione lavora molte ore fornendo contemporaneamente elettricità e calore; le caldaie intervengono per integrazione/picco.

Dal punto di vista "di rete", i numeri oscillano a seconda di come si misura: nei report comunali 2015 si parla di circa **1.400 m** di rete (sviluppo lineare), mentre nelle cronache locali compare il valore di **2,6 km**[5], che è coerente se si sommano i due rami (mandata + ritorno). In pratica, si tratta di una dorsale primaria che esce dalla centrale e alimenta alcune sottocentrali d'utenza nel raggio di poche strade[6].

Le **utenze** storiche collegate includono cinque palazzine del complesso ATER (il cosiddetto "Giardino d'Inverno"), il **complesso INPDAP** e un complesso dell'**ESU** (servizi agli studenti). Sempre dai documenti comunali: circa **5 sottocentrali**, **5 clienti** e **327 unità abitative equivalenti** al monitoraggio 2013/2015. Qui la logica è quella classica del TLR: la sottocentrale scambia calore con la rete (scambiatori) e distribuisce all'impianto interno del fabbricato.

Sul piano energetico, un dato utile per "dare la misura" dell'impianto: nel **2009** la cogenerazione ha prodotto **2,15 GWh** elettrici, ceduti al GSE con "ritiro dedicato". Per un quartiere, è un ordine di grandezza coerente con l'assetto impiantistico e con profili termici distribuiti tra riscaldamento invernale e acqua calda sanitaria.

La **gestione** distingue nettamente tra rete/centrale e impianti interni: la proprietà e conduzione della centrale e della rete primaria sono di **AcegasApsAmga**; dall'uscita del contatore di mandata verso le reti interne dei fabbricati ATER subentra la responsabilità del gestore immobiliare (ATER), tema emerso spesso nelle discussioni pubbliche. Questa distinzione è importante quando si analizzano dispersioni o disservizi, perché separa ciò che accade "in strada" da ciò che accade "dentro" l'edificio.

Proprio dispersioni e **costi percepiti** sono stati al centro del dibattito: tra il 2013 e il 2019 si sono registrate proteste per **bollette elevate** e segnalazioni di perdite o mancata resa termica [10]. Una perizia citata dalla stampa locale ha parlato di **dispersioni elevate ma nei limiti fisiologici** per una rete di quell'età e tipologia, invitando a migliorare progressivamente isolamenti e tratte più critiche. Questo, insieme a lavori a tratti "a singhiozzo" sugli immobili popolari, ha alimentato la narrativa di un servizio tecnicamente funzionante ma vissuto come costoso dagli utenti più fragili del quartiere[7].

In sintesi "operativa", la rete di via Palestro è un **TLR di quartiere**: piccolo raggio, generazione combinata (cogenerazione + caldaie), poche sottocentrali ben identificate e filiera di responsabilità chiara (AcegasApsAmga sulla primaria, ATER e altri gestori sugli interni). I **pro** sono la compattezza, la cogenerazione e la possibilità di manutenzioni mirate; i

4 https://www.acegasapsamga.it/servizi/reti-energia/teleriscaldamento
5https://www.mattinopadova.it/cronaca/teleriscaldamento-la-perizia-assicura-limiti-fisiologici-limpianto-funziona-ulcepby1?
6 https://www.comune.padova.it/sites/default/files/attachment/C_1_Allegati_20081_Allegato.pdf?
7https://www.mattinopadova.it/cronaca/maxi-bollette-in-via-palestro-protesta-alla-sede-di-acegasaps-ub9pt2sv?

contro tipici sono l'età di alcune tubazioni (sensibili all'isolamento) e la necessità di coordinare lavori su suolo pubblico e impianti condominiali per massimizzare la resa.

Sfide, prospettive future ed esempi virtuosi

Lo studio [9] riconosce che le sue stime si basano su ipotesi conservative. Il potenziale identificato potrebbe essere ulteriormente aumentato attraverso:

- **l'implementazione di sistemi di teleriscaldamento di quarta generazione (4GDH)** a bassa temperatura per lo aumentare lo sftuttamento di risorse rinnnovabili e di calore di scarto disponibili localmente.
- il miglioramento dell'integrazione di sistemi energetici intelligenti e soluzioni **power-to-heat per l'integrazione con il sistema elettrico**.
- l'affrontare la discrepanza tra il costo ottimale del sistema e la percepita fattibilità economica da parte degli operatori attuali, che spesso incontrano ostacoli dovuti a significativi investimenti iniziali e lunghi periodi di ammortamento.

Poiché l'investimento in un sistema di teleriscaldamento consiste in una infrastruttura di tipo capital intensive, una sfida da tenere in consierazione è **l'incertezza nella stima delle vendite future di calore a causa del cambiamento climatico** come affrontato nel capitolo 3.

Prospettive future legate a nuovi obblighi normativi

La seconda revisione della Direttiva sull'Efficienza Energetica approvata nel luglio 2023 e che dovrà essere recepita e approvata nel diritto nazionale italiano entro l'11 ottobre 2025, rappresenta una svolta di grande rilievo per il settore del teleriscaldamento, poiché introduce obiettivi e strumenti che condizioneranno in modo diretto la pianificazione, lo sviluppo e la gestione di queste infrastrutture. Il cuore della direttiva è l'obbligo giuridicamente vincolante di ridurre l'**11,7% dei consumi di energia finale entro il 2030** rispetto ai livelli del 2020. Si tratta di un traguardo ambizioso, che non può essere conseguito senza un forte impulso alla diffusione di sistemi di riscaldamento e raffrescamento più efficienti e sostenibili.

Un aspetto particolarmente significativo riguarda l'**articolo 25**, che introduce l'obbligo per gli Stati membri di promuovere a livello nazionale la valutazione e la pianificazione del riscaldamento e del raffrescamento. In concreto, nei comuni con una popolazione superiore a **45.000 abitanti**, diventa necessario redigere piani locali specifici, finalizzati a mappare i fabbisogni termici, individuare le fonti di calore disponibili (in particolare quelle rinnovabili o di recupero) e pianificare infrastrutture che massimizzino l'efficienza. Questo significa che le amministrazioni locali dovranno assumere un ruolo strategico, lavorando in stretta collaborazione con i gestori delle reti e con i soggetti privati per sviluppare progetti coerenti con gli obiettivi europei. Per il teleriscaldamento, ciò comporta una maggiore integrazione nella pianificazione urbana ed energetica, non più vista come opzione, ma come requisito normativo.

Parallelamente, l'**articolo 26** della direttiva aggiorna e rafforza i criteri necessari affinché un **sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento possa essere considerato "efficiente".** Non si tratta di un'etichetta formale, ma di una definizione con conseguenze pratiche: solo i

sistemi che rispettano tali criteri potranno accedere a incentivi, finanziamenti pubblici e riconoscimento normativo. I requisiti prevedono, tra l'altro, l'utilizzo progressivo di **fonti rinnovabili**, il **recupero del calore di scarto** da processi industriali, centrali elettriche o data center, e l'integrazione di **tecnologie ad alta efficienza** come pompe di calore e cogenerazione. La direttiva non si limita a incoraggiare l'efficienza, ma stabilisce un percorso chiaro di trasformazione dei sistemi esistenti: quelli che oggi si basano ancora in larga parte su combustibili fossili dovranno avviare processi di riconversione strutturale per mantenere la propria competitività e conformità normativa.

Le implicazioni di queste disposizioni sono molteplici. In primo luogo, il teleriscaldamento si configura sempre più come **strumento imprescindibile della transizione energetica urbana**, non solo in termini di riduzione delle emissioni, ma anche di sicurezza energetica, grazie alla valorizzazione di risorse locali e al minor ricorso a importazioni di combustibili. In secondo luogo, l'obbligo di pianificazione locale rende necessario un **rafforzamento delle competenze amministrative** e una maggiore capacità di dialogo tra settore pubblico e privato: le reti di teleriscaldamento diventano parte integrante dei piani energetici e climatici comunali. Infine, i criteri dell'articolo 26 spingono verso una **riqualificazione tecnologica** delle reti esistenti, che dovranno evolvere in "sistemi di quarta e quinta generazione", caratterizzati da basse temperature di esercizio, forte flessibilità e integrazione con le fonti rinnovabili e con le smart grid.

In sintesi, la nuova direttiva non si limita a fissare un obiettivo numerico di riduzione dei consumi energetici, ma introduce strumenti di governance e criteri tecnici che incideranno profondamente sul futuro del teleriscaldamento. Le reti dovranno essere sempre più **sostenibili, efficienti e pianificate in modo strategico**, trasformandosi da infrastrutture energetiche tradizionali a pilastri fondamentali della decarbonizzazione urbana.

Secondo la nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica, un **sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento "efficiente"** è un sistema che soddisfa specifici criteri, che diventano progressivamente più rigorosi nel tempo, per garantire un uso più efficiente dell'energia primaria e un aumento della quota di energia rinnovabile nella fornitura di calore e raffrescamento immessa nella rete.

Ecco i criteri principali:

- **Fino al 31 dicembre 2027**: Un sistema che utilizza per almeno il **50% energia rinnovabile**, il **50% calore di scarto**, il **75% calore cogenerato** o il **50% una combinazione** di tale energia e calore.
- **Dal 1° gennaio 2028**: Un sistema che utilizza per almeno il **50% energia rinnovabile**, il **50% calore di scarto**, il **50% energia rinnovabile e calore di scarto**, l'**80% calore da cogenerazione ad alto rendimento**, o almeno una combinazione di tale energia termica immessa nella rete con una quota di energia rinnovabile pari almeno al **5%** e una quota complessiva di energia rinnovabile, calore di scarto o calore da cogenerazione ad alto rendimento pari almeno al **50%**.

- **Dal 1° gennaio 2035**: Un sistema che utilizza per almeno il **50% energia rinnovabile**, il **50% calore di scarto** o il **50% energia rinnovabile e calore di scarto**, oppure un sistema con una quota complessiva di energia rinnovabile, calore di scarto o calore da cogenerazione ad alto rendimento pari almeno all'**80%** e inoltre la quota complessiva di energia rinnovabile o calore di scarto è pari almeno al **35%**.
- **Dal 1° gennaio 2040**: Un sistema che utilizza per almeno il **75% energia rinnovabile**, il **75% calore di scarto** o il **75% energia rinnovabile e calore di scarto**, oppure un sistema che usa per almeno il **95% energia rinnovabile, calore di scarto e calore da cogenerazione ad alto rendimento** e inoltre la quota complessiva di energia rinnovabile o calore di scarto è pari almeno al **35%**.
- **Dal 1° gennaio 2045**: Un sistema che utilizza per almeno il **75% energia rinnovabile**, il **75% calore di scarto** o il **75% energia rinnovabile e calore di scarto**.
- **Dal 1° gennaio 2050**: Un sistema che utilizza **esclusivamente energia rinnovabile**, **esclusivamente calore di scarto** o **esclusivamente una combinazione** di energia rinnovabile e calore di scarto.

Criteri di sostenibilità della prestazione alternativi: Gli Stati membri possono anche scegliere, in alternativa ai criteri sopra indicati, criteri di sostenibilità della prestazione basati sulla **quantità di emissioni di gas a effetto serra del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento per unità di calore o di freddo fornita ai clienti**, tenendo conto delle misure attuate per adempiere agli obblighi della direttiva (UE) 2018/2001.

Requisiti per i sistemi di nuova realizzazione o ammodernati in modo sostanziale: Gli Stati membri devono garantire che un sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento di nuova realizzazione o le cui unità di alimentazione sono ammodernate in modo sostanziale soddisfi i criteri sopra indicati quando entra in funzione o riprende a funzionare dopo l'ammodernamento. Inoltre, tali sistemi non devono comportare un aumento dell'uso di combustibili fossili diversi dal gas naturale nelle fonti di calore esistenti rispetto al consumo annuale medio dei tre anni civili precedenti l'ammodernamento. Eventuali nuove fonti di calore in questi sistemi non devono usare combustibili fossili, eccetto il gas naturale, fino al 2030.

Piani per i sistemi esistenti non efficienti: Dal 1° gennaio 2025, e successivamente ogni cinque anni, i gestori di tutti i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento esistenti che producono complessivamente più di 5 MW di calore e freddo e che non soddisfano i criteri progressivi di efficienza devono elaborare un piano per garantire un consumo più efficiente dell'energia primaria, ridurre le perdite di distribuzione e aumentare la quota di energia rinnovabile.

Secondo l'art. 10, comma 5, del Decreto 102/2014, una volta valutato il potenziale del teleriscaldamento in Italia, l'allora MISE avrebbe dovuto adottare un decreto attuativo per promuoverne lo sviluppo. Ad oggi, però, tale decreto non è ancora stato emanato, nonostante il potenziale sia stato recentemente analizzato in dettaglio, ad esempio nello studio commissionato da AIRU [9].

Il Decreto **OIERT**[8] **(Obbligo di Incremento dell'Energia Rinnovabile Termica)** è stato introdotto dal MASE per recepire la direttiva europea RED e promuovere l'uso di fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento. L'obbligo riguarda i soggetti che vendono energia termica a terzi oltre i 500 TEP annui, con l'obiettivo di incrementare progressivamente la quota da FER. L'Italia ha fissato nella revisione del PNIEC un traguardo del 36,7% entro il 2030, mentre nel teleriscaldamento si punta al 48%, in linea con i target europei. Il decreto prevede due possibili traiettorie di crescita: graduale con accelerazione finale, oppure costante. In caso di inadempimento, gli operatori dovranno versare un contributo compensativo alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). Diverse associazioni di categoria hanno evidenziato criticità: carenza di infrastrutture, limiti tecnici e scarsa disponibilità di energia rinnovabile sul territorio. Per questo motivo, il Governo ha deciso di rinviare di due anni l'entrata in vigore dell'obbligo, ora prevista dal 2026. Tale proroga è stata accolta favorevolmente dagli operatori, che chiedono regole stabili e sostenibili.

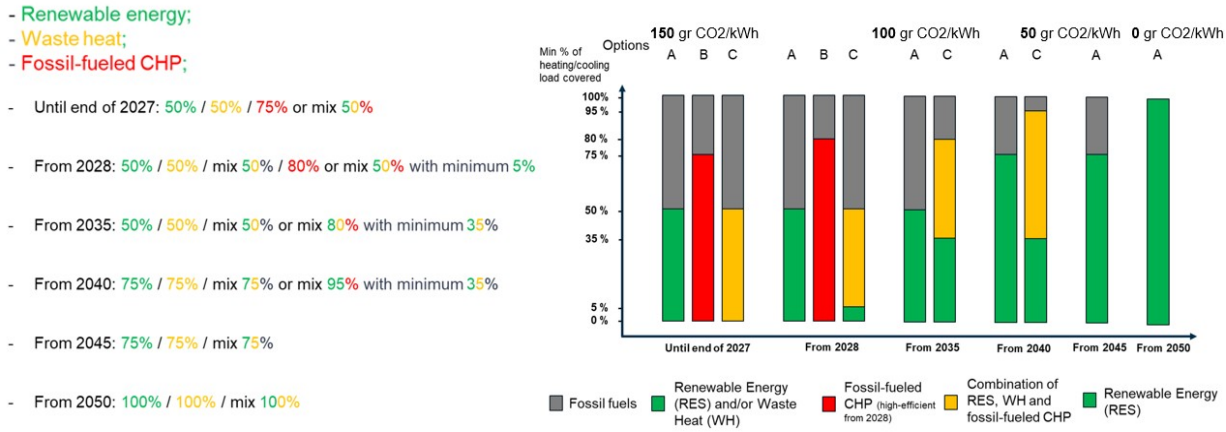


Figura 14: Piano di decarbonizzazione per mantenere la classificazione di sistemi di teleriscaldamento efficienti secondo la nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica.

Città virtuose in Italia nelle reti di teleriscaldamento

Di seguito vengono riportati alcuni esempi di reti esistenti in Italia che si sono distinte per l'ultilizzo di calore di scarto e rinnovabile presente nel territorio. La fonte principale delle informazioni è l'Annuario 2024 di AIRU – Associazione Italiana Riscaldamento Urbano [7].

Brescia

La rete di teleriscaldamento di Brescia rappresenta uno dei sistemi più estesi e avanzati in Italia, gestito da **A2A Calore & Servizi**.

Essa si sviluppa su una rete complessiva di circa **382 km di condotte per acqua calda e surriscaldata**, oltre a circa **8 km di rete per acqua fredda** dedicata al teleraffrescamento.

8 https://www.mase.gov.it/portale/-/decreto-oiert-proroga-dei-termini-per-l-039-invio-dei-contributi-alla-consultazione-pubblica

Struttura e centrali di produzione

Il sistema è alimentato da più poli produttivi:

- **Zona Sud – Centrale Lamarmora**: cuore del teleriscaldamento cittadino, comprende un impianto a turbina a vapore in contropressione alimentato a metano (dal 2020 non viene più usato carbone), tre caldaie di integrazione e riserva e un grande serbatoio di accumulo termico da **5.200 m^3**. Dal 1998 è collegato al **termoutilizzatore dei rifiuti**, che garantisce una parte significativa della produzione di calore. Negli ultimi anni sono stati introdotti interventi di efficientamento, come il recupero del calore latente dai fumi e l'installazione di pannelli fotovoltaici a servizio dei sistemi di pompaggio.
- **Zona Nord – Centrale Nord**: costituita da caldaie semplici, con un ulteriore accumulo termico da **4.400 m^3** installato nel 2021.
- **Centrali minori**: Bovezzo e Concesio, anch'esse collegate alla rete principale.
- **Recuperi industriali**: dal 2016 viene recuperato calore dal ciclo produttivo di Ori Martin (acciaieria), a cui si è aggiunto nel 2021 un secondo collegamento con Alfa Acciai, per complessivi oltre **30 MWt** di potenza recuperata.

Fonti energetiche

Il sistema copre **oltre il 90% della domanda di calore** tramite cogenerazione, recupero di calore e fonti rinnovabili. Solo una quota residuale è affidata a caldaie tradizionali. Ciò lo rende un esempio di transizione energetica a livello urbano.

Dimensioni e utenza

- La volumetria riscaldata nel 2023 ha superato i **43 milioni di m^3**, con un fabbisogno specifico di circa **19,4 kWh/m^3**.
- La rete serve utenze **residenziali, terziarie e industriali**, con una domanda termica erogata pari a circa **834.000 MWh** e una quota di energia frigorifera di oltre **35.000 MWh** per il raffrescamento urbano.
- Le sottocentrali di utenza attive sono circa **1.227**, prevalentemente dedicate al riscaldamento con produzione di acqua calda sanitaria.

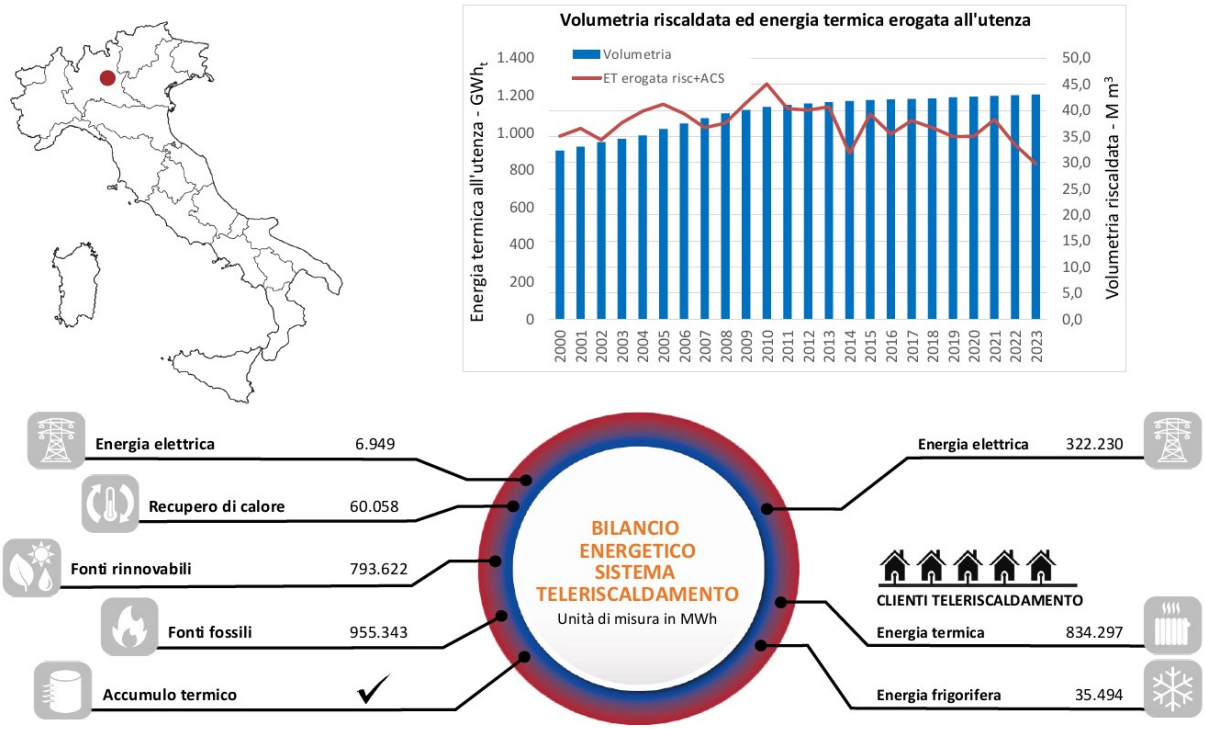


Figura 15: Scheda di sintesi del teleriscaldamento a Brescia [7].

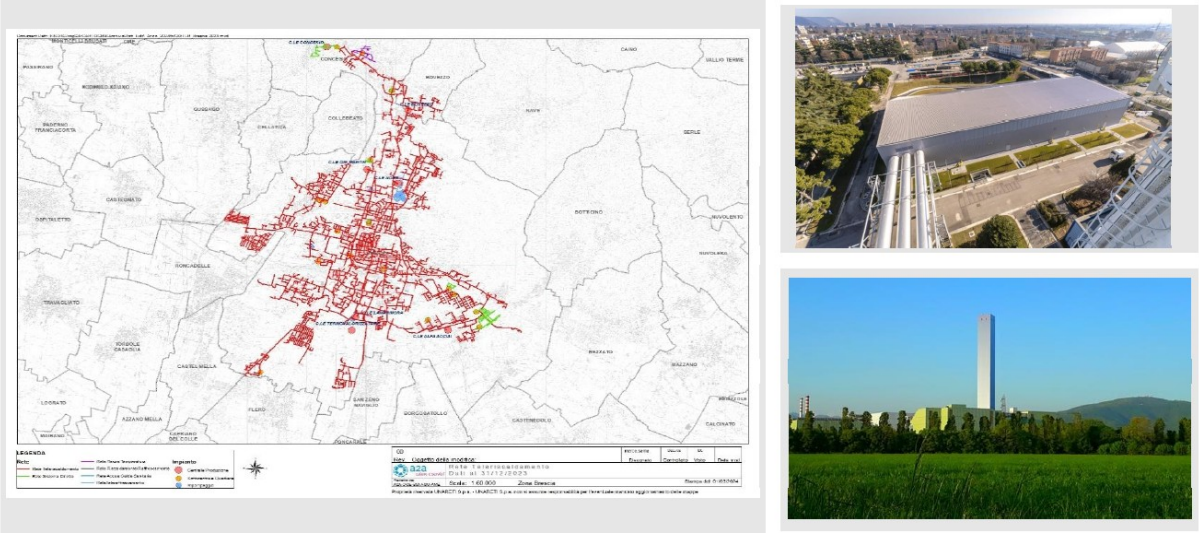


Figura 16: Area urbana teleriscaldata, utenza, rete principale, centrali di produzione dell'energia a Brescia [7].

Vicenza

La rete di teleriscaldamento di Vicenza, gestita da **AGSM AIM Calore SrL**, è un sistema complesso e integrato che serve l'area urbana, fornendo energia termica a utenze residenziali, terziarie e industriali.

Nel 2023, la **volumetria totale riscaldata** servita dalla rete ammonta a **2.654.000 m^3**, con un fabbisogno specifico di 13,95 kWh/m^3. L'energia termica totale erogata all'utenza nel 2023 è stata di **37.016 MWh**.

Le **centrali di produzione dell'energia termica** rappresentano il cuore del sistema e sono diversificate per tipologia e capacità:

• **CT-1**: Questa centrale è la più complessa e include diverse unità:

◦ **Motori Alternativi a Gas - Jenbacher**: Ci sono **3 unità** con una capacità combinata di **1,470 MWe** (elettrica) e **2,250 MWt** (termica), installate nel **1990**.

◦ **Motori Alternativi a Gas - Waukesha**: Sono presenti **2 unità** che contribuiscono con **3,160 MWe** e **3,700 MWt**, installate nel **1997**.

◦ **Caldaie di integrazione e riserva**: La CT-1 dispone anche di **3 unità** con una capacità totale di **17,442 MWt**, installate nel **1990**, e di **1 unità** aggiuntiva con **5,814 MWt**, installata nel **2008**.

• **Pozzo geotermico "Vicenza"**: Questa è una risorsa distintiva e sostenibile della rete. Il pozzo è stato originariamente realizzato da Saipem nel 1983 a nord della città, raggiungendo una **profondità produttiva tra 1.500 m e 2.150 m**. La temperatura alla testa del pozzo è di **68°C** con una portata iniziale di 100 m^3/h. Nel **2010**, AIM Servizi a Rete ha acquisito la titolarità della Concessione per l'utilizzo energetico del fluido geotermico. Dopo un complesso iter autorizzativo, la risorsa è stata **riattivata nella primavera del 2013**, fornendo **1,000 MWt**. Nel **2019**, AGSM AIM Calore srl (allora AIM Vicenza SpA) ha ottenuto una **concessione trentennale** con una portata autorizzata aumentata a **150 m^3/h**. Questa risorsa è fondamentale per fornire energia termica alla rete, completando la produzione da cogenerazione e dalle caldaie di integrazione.

• **CT-2 Caldaie di integrazione e riserva**: Questa centrale supporta il sistema con **due unità** da **5,000 MWt** ciascuna, installate nel **2011**, e **una unità** da **2,500 MWt**, installata nel **2013**.

La **rete principale di distribuzione del calore** ad acqua calda si estende per **23,501 km** a partire dal 2023, operando tipicamente con temperature di mandata/ritorno di 90-65 °C. La capacità totale delle **sottocentrali d'utenza** è di **73,63 MW** nel 2023, servendo scopi di solo riscaldamento, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria (ACS).

Inoltre, la rete alimenta **gruppi frigoriferi ad assorbimento** localizzati presso le utenze, contribuendo anche al raffrescamento

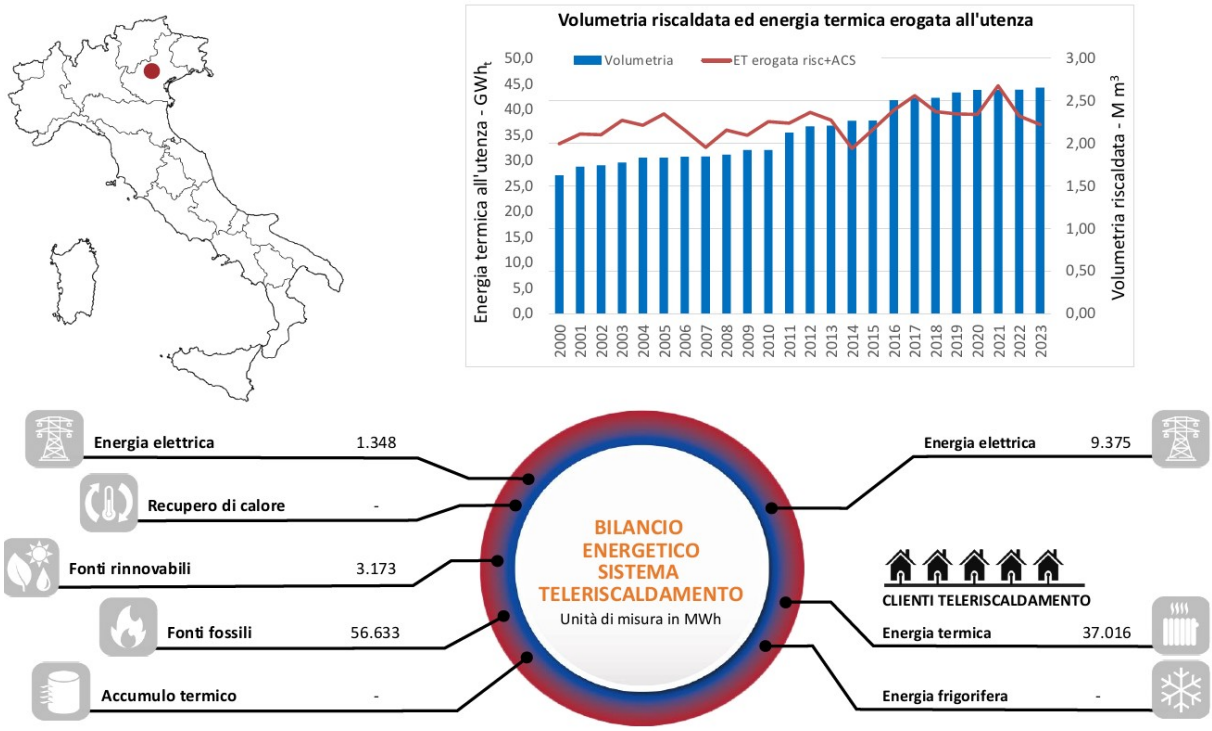


Figura 17: Scheda di sintesi del teleriscaldamento a Vicenza [7].



Figura 18: Area urbana teleriscaldata, utenza, rete principale, centrali di produzione dell'energia a Vicenza [7].

Ferrara

La rete di teleriscaldamento di Ferrara è un'infrastruttura energetica complessa e ben sviluppata, avviata nel 1987 e gestita da HERA S.p.A. attraverso un termodotto che serve l'area urbana. Essa rappresenta un modello di integrazione tra diverse fonti energetiche e impianti di produzione, finalizzato a garantire un servizio efficiente e sostenibile per il riscaldamento e, in parte, il raffrescamento degli edifici cittadini.

Estensione e utenza servita

La rete si estende per quasi **90 km** (89,7 km al 2023), prevalentemente ad acqua calda con temperature di mandata e ritorno a 90/60 °C. Le volumetrie riscaldate hanno raggiunto circa **6,57 milioni di m³**, di cui la quota prevalente appartiene al settore residenziale, seguito dal terziario e in misura minore dall'industriale. Il fabbisogno specifico è di circa **18,3 kWh/m³**, a testimonianza di una buona efficienza di distribuzione.

Produzione e centrali

L'energia termica distribuita proviene da una combinazione di impianti di diversa natura:

- **Pozzi geotermici** (profondi circa 1500 metri e attivi dal 1987), con 14 MWt di potenza termica e da cui si estrae acqua calda a circa 100°C, arrivando a coprire anche il 45% del calore immesso in rete[9].
- **Termovalorizzatore di via Diana** (2017), con 16 MWe e 30 MWt, che consente il recupero di energia dai rifiuti urbani.
- **Caldaie di integrazione e riserva**, distribuite in vari punti della città (via Diana, via G. Bianchi, via D. Puglisi, Corti di Medoro, Centro Diamante), con potenze complessive superiori a 100 MWt, utilizzate in caso di picchi di domanda o di fermo degli impianti principali.

Nel complesso, il sistema integra **fonti rinnovabili, recupero di calore e fonti fossili**, con una quota significativa di energia derivante dal recupero e dalla cogenerazione.

Energia erogata

Nel 2023 sono stati forniti agli utenti circa **120.488 MWh di energia termica**, in diminuzione rispetto al 2022 (131.758 MWh). La ripartizione vede una prevalenza per il settore residenziale, seguito da quello terziario e, in misura più limitata, dall'industriale.

Accumulo e raffrescamento

Il sistema dispone di **serbatoi di accumulo termico** (oltre 1.200 m³), che consentono di modulare la produzione e la distribuzione del calore in base alle variazioni giornaliere e stagionali della domanda. Inoltre, presso alcune utenze sono installati **gruppi frigoriferi ad assorbimento**, alimentati dalla rete, che permettono di utilizzare il teleriscaldamento anche per la climatizzazione estiva.

9 https://www.airu.it/a-hera-la-gestione-della-centrale-geotermica-di-casaglia-fe-una-spinta-in-piu-per-il-teleriscaldamento/?utm_source=chatgpt.com

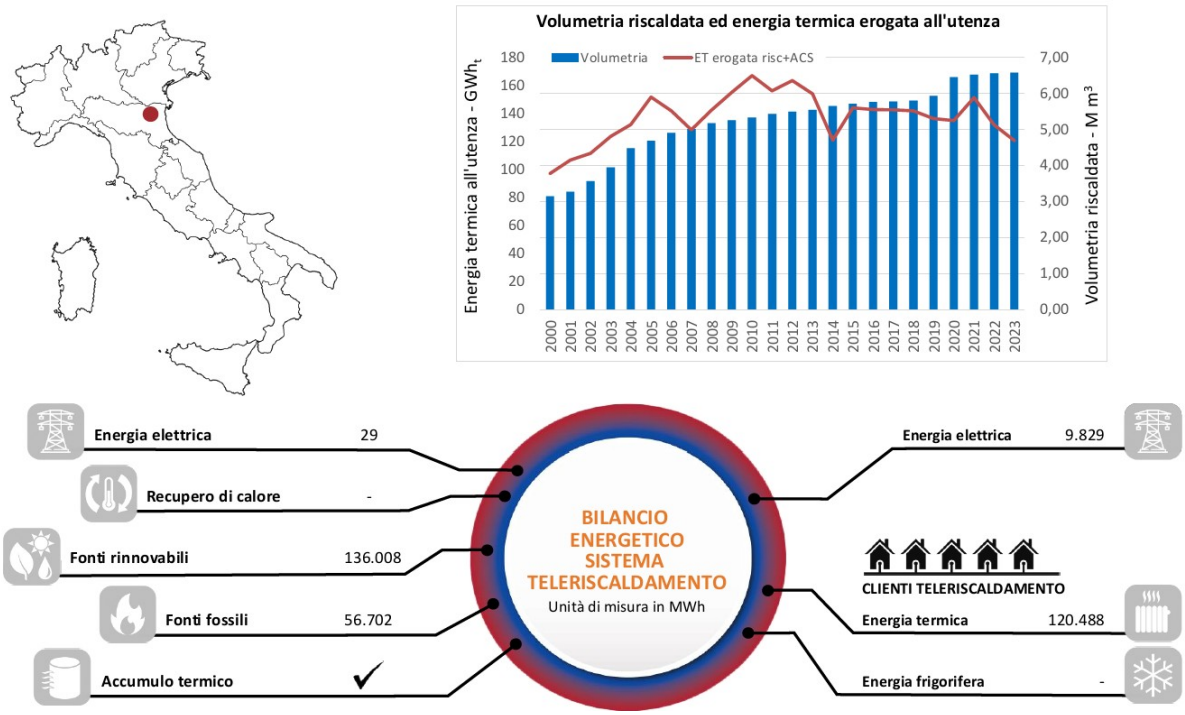


Figura 19: Scheda di sintesi del teleriscaldamento a Ferrara [7].



Figura 20: Area urbana teleriscaldata, utenza, rete principale, centrali di produzione dell'energia a Ferrara [7].

Conclusioni

Il teleriscaldamento si conferma un'infrastruttura di primaria importanza per il trasporto di energia termica, **essenziale per la sicurezza energetica e l'accelerazione dell'efficienza energetica urbana**, integrando risorse non accessibili ai sistemi individuali. Sebbene a livello europeo copra circa il 12% del mercato residenziale e dei servizi con oltre 17.000 reti, in Italia la sua diffusione è ancora limitata, soddisfacendo circa il 3% del fabbisogno nazionale di riscaldamento del settore civile nel 2023, con la maggior parte delle 434 reti concentrate nelle regioni settentrionali.

Il mix energetico è promettente, con circa l'80% dell'energia termica immessa proveniente da cogenerazione fossile e fonti rinnovabili, queste ultime contribuendo per quasi il 30%. Ciò ha comportato un significativo **risparmio di energia primaria fossile e una riduzione di 1,7 milioni di tonnellate di CO2 nel 2023**. Nonostante il potenziale, regioni come il Veneto mostrano margini di crescita considerevoli rispetto ad altre province e nazioni europee.

Uno studio congiunto evidenzia un **potenziale di espansione significativo in Italia, stimato in 38 TWh entro il 2030**, quadruplicando i valori attuali e coprendo il 12% della domanda nazionale. Tale espansione si baserebbe principalmente sul recupero di calore di scarto (22 TWh) e fonti rinnovabili come la geotermia (11 TWh) e il solare termico (2 TWh), generando benefici ambientali rilevanti, tra cui una riduzione di 5,7 MtCO2. La città di Padova, con un potenziale stimato di 350.000 MWh, si colloca al sesto posto tra i comuni con il più alto potenziale di sviluppo, sebbene la sua infrastruttura attuale sia limitata.

Le prospettive future sono fortemente influenzate dalla nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica, che impone **obiettivi vincolanti di riduzione dei consumi e l'obbligo di pianificazione locale per i comuni con oltre 45.000 abitanti**. Questa direttiva rafforza anche i criteri per definire un sistema di teleriscaldamento "efficiente", spingendo verso l'integrazione progressiva di fonti rinnovabili e calore di scarto, con requisiti sempre più stringenti fino al 2050. Esempi virtuosi come Brescia, Vicenza e Ferrara, che integrano calore da termovalorizzatori, processi industriali e geotermia, mostrano la via per un futuro energetico più sostenibile.

Il presente studio, concentrandosi sulla **Città di Padova che si colloca sesta tra le città a più alto potenziale**, applica principi di ottimizzazione matematica per la selezione degli edifici da collegare e il dimensionamento dei sistemi. L'impatto della riqualificazione energetica degli edifici è stato valutato ma è stato approfondito l'**impatto del cambiamento climatico sui fabbicogni futuri** come descritto nel Capitolo 3.

Capitolo 2: Mappatura generale della domanda e delle fonti termiche (riscaldamento e raffrescamento)

In questo capitolo viene stimata sotto il profilo energetico la domanda e la disponibilità di energia, partendo da una prospettiva di pianificazione urbana. La prima sezione analizza il Piano degli Interventi del Comune di Padova, mentre la seconda presenta un'analisi GIS, utilizzando risorse geospaziali pubblicamente disponibili e gli output del tool sviluppato da Eurac.

I principali risultati di questa sezione includono:

- una migliore comprensione del contesto urbano e di specifiche aree della città;
- l'identificazione di *pattern* spaziali che collegano la domanda energetica e le fonti rinnovabili (ad esempio, potenziale geotermico, calore di scarto) allo sviluppo urbano;
- una valutazione del potenziale di domanda di riscaldamento e raffrescamento e della disponibilità di alcune fonti rinnovabili selezionate.

L'obiettivo complessivo di questo capitolo è individuare relazioni geografiche tra domanda energetica, fonti di energia e sviluppo urbano, supportando lo studio di fattibilità oggetto di questa ricerca.

Analisi della Pianificazione Urbana: Piano degli Interventi di Padova

Introduzione

La pianificazione urbana è un elemento chiave per lo sviluppo armonioso e sostenibile di una città. Padova ha adottato strumenti innovativi di pianificazione urbana per garantire una crescita territoriale equilibrata e funzionale. In questo contesto, il **Piano degli Interventi rappresenta un documento essenziale per definire le politiche di sviluppo**, integrando le esigenze urbane con quelle ambientali, produttive e sociali.

Il principale riferimento normativo per la pianificazione comunale è la Legge Regionale Urbanistica n. 11 del 2004 della Regione Veneto, che suddivide il Piano Regolatore in due componenti fondamentali:

1. Disposizioni strutturali, contenute nel Piano di Assetto del Territorio (PAT), che definiscono le linee guida a lungo termine e la visione strategica per la città.
2. Disposizioni operative, incluse nel Piano degli Interventi (P.I.), che traducono gli obiettivi strategici in azioni concrete, consentendo al Comune di adattare la pianificazione alle esigenze emergenti.

Questa struttura consente al Comune di Padova di gestire lo sviluppo urbano con strumenti flessibili, in grado di rispondere alle necessità del territorio e alle opportunità di crescita, nel rispetto dei contesti ambientali e sociali.

Quadro di Pianificazione Urbana

Padova è dotata di strumenti consolidati di pianificazione urbana per una gestione efficace del territorio. In particolare, il Comune dispone di:

- Il Piano Intercomunale di Assetto del Territorio (P.A.T.I.) della Città Metropolitana di Padova, approvato il 18 luglio 2011 e ratificato con Deliberazione del Consiglio Provinciale n. 50 del 22 febbraio 2012.
- Il Piano di Assetto del Territorio (P.A.T.) comunale, approvato il 21 marzo 2014 e ratificato con Deliberazione del Consiglio Provinciale n. 142 del 4 settembre 2014.
- Il Piano degli Interventi (P.I.), approvato con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 6 del 13 febbraio 2023.

Questi strumenti forniscono una visione complessiva dello sviluppo comunale, indicando le strategie generali per l'uso e la gestione delle risorse urbane, ambientali e infrastrutturali.

Il Piano degli Interventi: un modello di pianificazione dinamico

Il secondo Piano degli Interventi, approvato con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 6 del 13 febbraio 2023, rappresenta il perno della pianificazione urbana a livello operativo. Questo strumento consente l'aggiornamento continuo della pianificazione attraverso varianti mirate, permettendo di adattare il disegno urbano alle esigenze emergenti, quali:

- Trasformazioni socio-economiche.
- Dinamiche di sviluppo industriale e commerciale.
- Requisiti di sostenibilità ambientale.
- Miglioramento della qualità urbana.

Il P.I. è quindi un documento strategico e flessibile, pensato per adattarsi ai cambiamenti della città e fornire risposte tempestive alle necessità locali.

Il Ruolo Strategico della Città Pubblica

Uno degli aspetti fondamentali del Piano degli Interventi è il suo ruolo nel delineare la città del futuro, basato sulla centralità dello spazio pubblico e dei servizi.
La visione è quella di una città inclusiva, ben organizzata, capace di garantire servizi efficienti e accessibili a tutta la comunità. Questo modello urbano si sviluppa attraverso interventi mirati che riguardano:

- La necessità di servizi pubblici e privati, migliorando le infrastrutture e l'accessibilità.
- L'ottimizzazione delle attività produttive e commerciali, a sostegno dell'economia locale.
- La rigenerazione delle aree degradate, promuovendo riqualificazione e valorizzazione degli spazi.
- La risposta alla domanda abitativa, bilanciando edilizia privata, pubblica e cooperativa.

Attraverso il P.I., l'Amministrazione Comunale si impegna a costruire una città vivibile, moderna e sostenibile, adattando continuamente la pianificazione alle esigenze in evoluzione.

Il P.I. svolge inoltre due funzioni fondamentali:

- Presenta la cartografia dei vincoli urbanistici e delle fasce di rispetto delle infrastrutture definite dalla legge.
- Attribuisce i diritti edificatori e le destinazioni d'uso alle zone urbane e stabilisce le regole operative per la loro attuazione.

Analisi della Pianificazione Urbana per il Progetto +DHC4Padova

Nell'ambito dello studio +DHC4Padova è stata effettuata una valutazione dei vincoli che potrebbero influenzare lo sviluppo della rete di teleriscaldamento e delle sonde geotermiche correlate. Sono stati considerati i seguenti aspetti:

- *Vincoli storici, culturali e archeologici*: Edifici e aree che possono aumentare la complessità amministrativa per l'efficienza energetica, le fonti rinnovabili o la fattibilità tecnica. **Non sono necessarie autorizzazioni paesaggistiche aggiuntive** per lavori interrati. **Sono previste indagini archeologiche**.
- *Mura cittadine, bastioni, Cappella degli Scrovegni e Giardini dell'Arena*: Implicazioni analoghe a quelle sopra citate. **Indagini archeologiche previste.**
- *Alberi monumentali*: Elementi puntuali; non costituiscono un vincolo significativo.
- *Fascia di rispetto dei corsi d'acqua (legge "Galasso"):* Non è richiesta autorizzazione paesaggistica per lavori interrati, ma è **necessaria autorizzazione per attraversamenti o installazioni fuori terra**.
- *Zone di interesse archeologico*: Maggiore onere amministrativo e potenziali sospensioni dei lavori.
- *Aree della rete Natura 2000:* È obbligatoria la valutazione di impatto ambientale per qualsiasi intervento; rischio di ritardi amministrativi e possibili blocchi del progetto.
- *Centro storico:* Complessità procedurale aumentata per l'efficienza energetica e l'integrazione delle rinnovabili. A livello fisico, **la presenza di pavimentazioni (ad es. porfido e trachite) aumenta i costi di scavo e ripristino e complica la gestione del cantiere**.
- *Ville venete*: Stesse implicazioni amministrative e tecniche già citate.
- *Orto Botanico*: Presente un pozzo geotermico, ma escluso dalle aree verdi utilizzabili per il progetto.
- *Aree naturali regionali (PTRC)*: Vincoli non considerati operativamente rilevanti.
- *Aree a rischio alluvionale:* Considerare i tempi di ritorno delle piene e le normative specifiche per le infrastrutture (es. esclusione di stazioni di riserva o altri sistemi nelle zone a rischio idraulico significativo).
- Vincoli infrastrutturali (puntuali o lineari): Devono essere esclusi.
- *Zone di protezione idraulica:* Buffer di 10 metri obbligatorio.
- *Vincolo militare*: Gli usi devono essere negoziati con il Ministero della Difesa.

- **Linea tram SIR1**: Infrastruttura significativa; gestione complessa dei lavori e presenza di sottoservizi esistenti nelle aree libere che costeggiano la tramvia. È stata inoltre condotta un'analisi specifica per le linee tranviarie in sviluppo: SIR2 e SIR3.
- *Vincoli di uso del suolo forestale:* Nessuna flessibilità; **limitazioni per le sonde geotermiche se localizzate in aree di parchi pubblici**. Dalla consultazione della Carta della capacità d'uso dei suoli (LCC) di ARPAV (https://gaia.arpa.veneto.it/maps/265) e riportata in Figura 21 risulta che l'intero territorio comunale di Padova è in classe 2 – *suoli con limitazioni moderate*. Tuttavia la carta dei Vincoli e della Pianificazione Territoriale riporta le zone identificate in verde nella Figura 22 il vincolo di destinazione forestale. Al di fuori di queste aree non sussistono vincoli d'uso del suolo forestale, i quali limiterebbero in modo inflessibile l'installazione di sonde geotermiche.
-

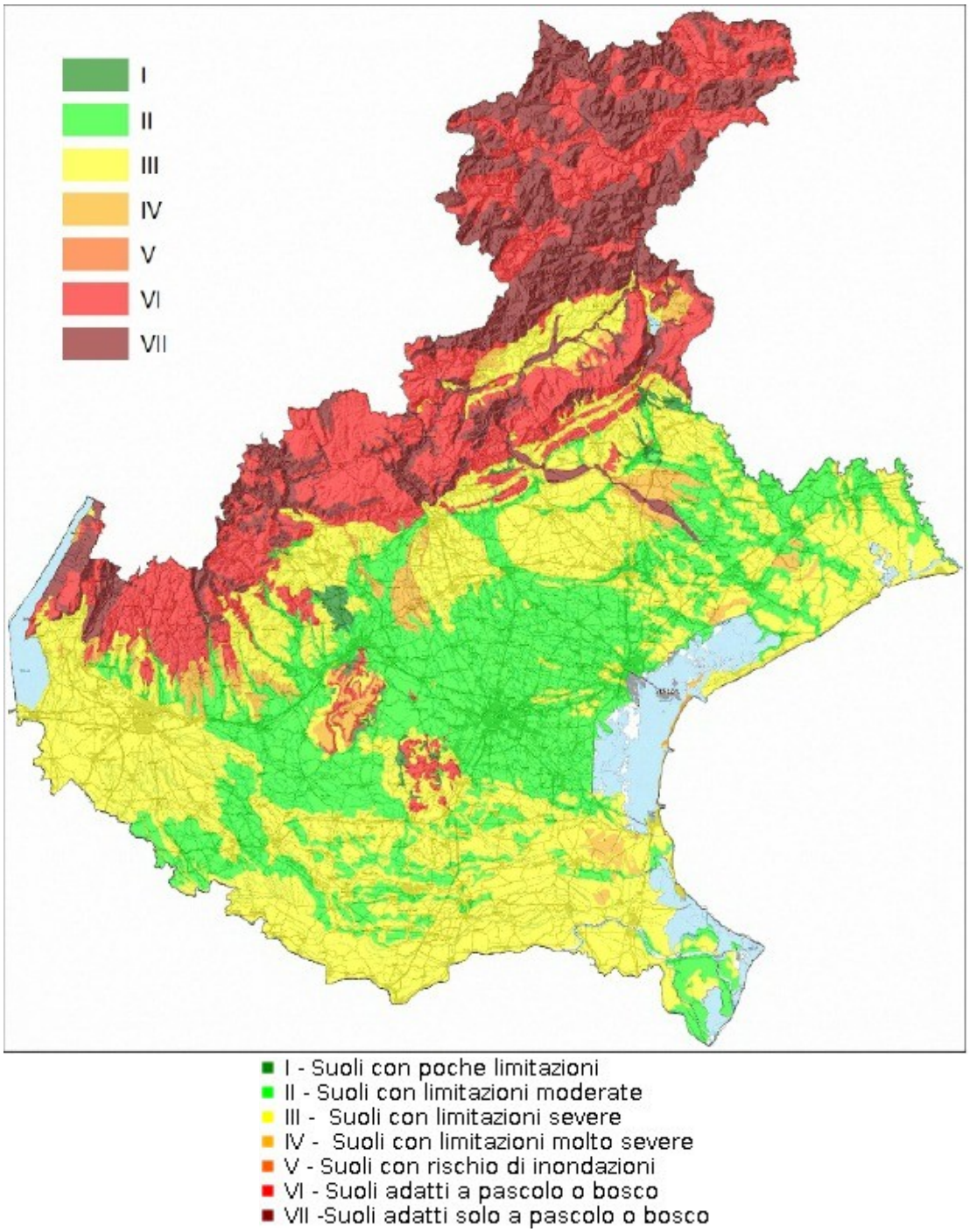


Figura 21: Mappa della Capacità d'uso dei suoli in Veneto.

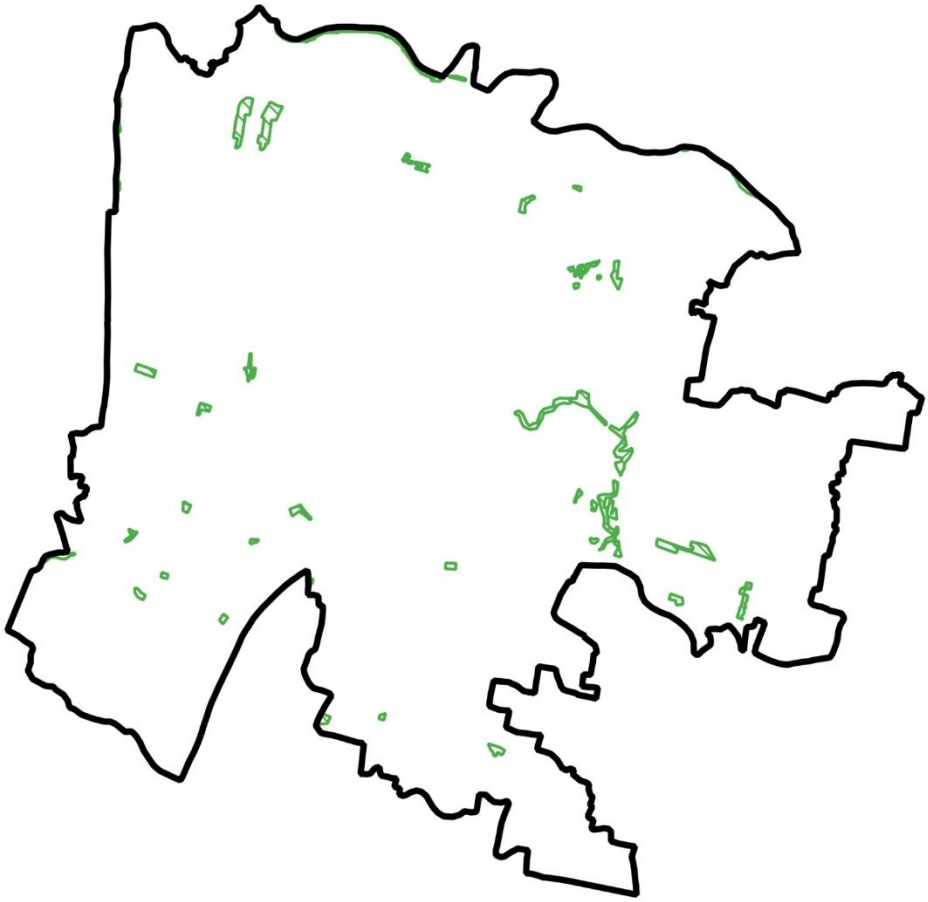


Figura 22: In verde il vincolo di destinazione forestale sulla Carta dei Vincoli e della Pianificazione Territoriale.

Aree di intervento principali

Sulla base delle discussioni con esponenti politici locali e personale tecnico, l'attenzione è stata posta su specifiche aree e destinazioni d'uso di particolare interesse:

- Aree verdi pubbliche.
- Zone speciali di trasformazione D4 (attualmente industriali, con potenziale per rigenerazione o cambio di destinazione d'uso).
- Zone di espansione residenziale C2 (ancora da sviluppare).
- Aree di rigenerazione (R).
- Aree di Piano Urbanistico Attuativo (PUA) (ancora non attuate).
- Lotti selezionati liberi (sebbene con potenziale limitato a causa del volume edificabile).

In alcuni casi, i volumi edificatori e le destinazioni d'uso sono definiti con precisione; in altri, ulteriori dettagli sono rimandati a futuri accordi pubblico-privati, per cui alcune ipotesi e analisi nello studio presentano un certo grado di incertezza.



Figura 23: Incontro del team di lavoro con la Dirigente arch. Nicoletta Paiaro - Settore Urbanistica e Servizi Catastali.

Analisi GIS, inquadramento territoriale

In questa sezione è stato effettuato un inquadramento territoriale del Comune di Padova sotto due principali aspetti:

1. Morfologico e funzionale, considerando sia la configurazione attuale sia quella futura del contesto urbano. Questo consente di calcolare e spazializzare la domanda di energia nella situazione attuale e nello scenario di sviluppo futuro della città, in linea con il Piano degli Interventi (P.I.).
2. Energetico, finalizzato alla stima e alla mappatura di alcune risorse di energia rinnovabile disponibili sul territorio.

Fonti dati utilizzate:

- Per l'aspetto morfologico e funzionale:
  - Dati forniti dal Comune e presenti nel Database Territoriale gestito dal Sistema Informativo Territoriale Comunale;
  - Geoportale / Opendata della Regione Veneto;
  - Altri geoportali pubblici europei e nazionali (es.: Copernicus).
- Per l'aspetto energetico:
  - *Hotmaps*, piattaforma web che consente una prima stima della domanda di riscaldamento e raffrescamento in qualsiasi regione europea, oltre al potenziale locale di energie rinnovabili per soddisfare tale domanda;

- *ReUseHeat - The European Waste Heat Map*, piattaforma cartografica interattiva che mostra le fonti di calore di scarto a bassa temperatura disponibili nelle città europee;
- *Data Center Map*, piattaforma online che fornisce informazioni sui data center di tutto il mondo;
- *Tool sviluppato da Eurac* nell'ambito del progetto Life4HeatRecovery, che consente di stimare il potenziale di recupero di calore da attività urbane e non urbane, utilizzando dati provenienti dalla Camera di Commercio, Google Maps e OpenStreetMaps;
- Altri dati da letteratura.

L'output finale di questa analisi consiste in uno strato informativo digitale, sviluppato per supportare l'analisi di fattibilità, elemento centrale del progetto. Le sezioni seguenti presentano, per ciascun ambito considerato, la metodologia adottata, le fonti di dati utilizzate e un commento interpretativo. L'ordine dei contenuti segue la logica progressiva dell'analisi, articolata nei seguenti passaggi:

1. Definizione dei confini di riferimento per il bilancio energetico;
2. Analisi del patrimonio immobiliare pubblico e privato;
3. Analisi della domanda di riscaldamento e raffrescamento;
4. Stima del potenziale di recupero del calore di scarto da sorgenti urbane e non urbane;
5. Valutazione del potenziale di utilizzo di sonde geotermiche.

Definizione dei confini di riferimento per il bilancio energetico

La prima fase di un'analisi che prevede la redazione di un bilancio energetico consiste nella definizione dei confini entro i quali effettuare tali valutazioni. In ambito urbano, risulta particolarmente utile adottare le Unità Urbane, concetto assimilabile a quello di quartiere: aree omogenee sotto il profilo architettonico e funzionale, che riflettono l'organizzazione della vita cittadina e la morfologia urbana. Nel caso in esame, i dati relativi a queste unità sono stati forniti dalla Municipalità e sono inoltre disponibili per la consultazione pubblica tramite il geoportale della Città di Padova.

In Figura 24 è riportata la mappa delle Unità Urbane del Comune di Padova, ciascuna identificata dal relativo codice. Ad esempio:

- Guizza: uu13
- Arcella: uu25.1
- Brusegana: uu15

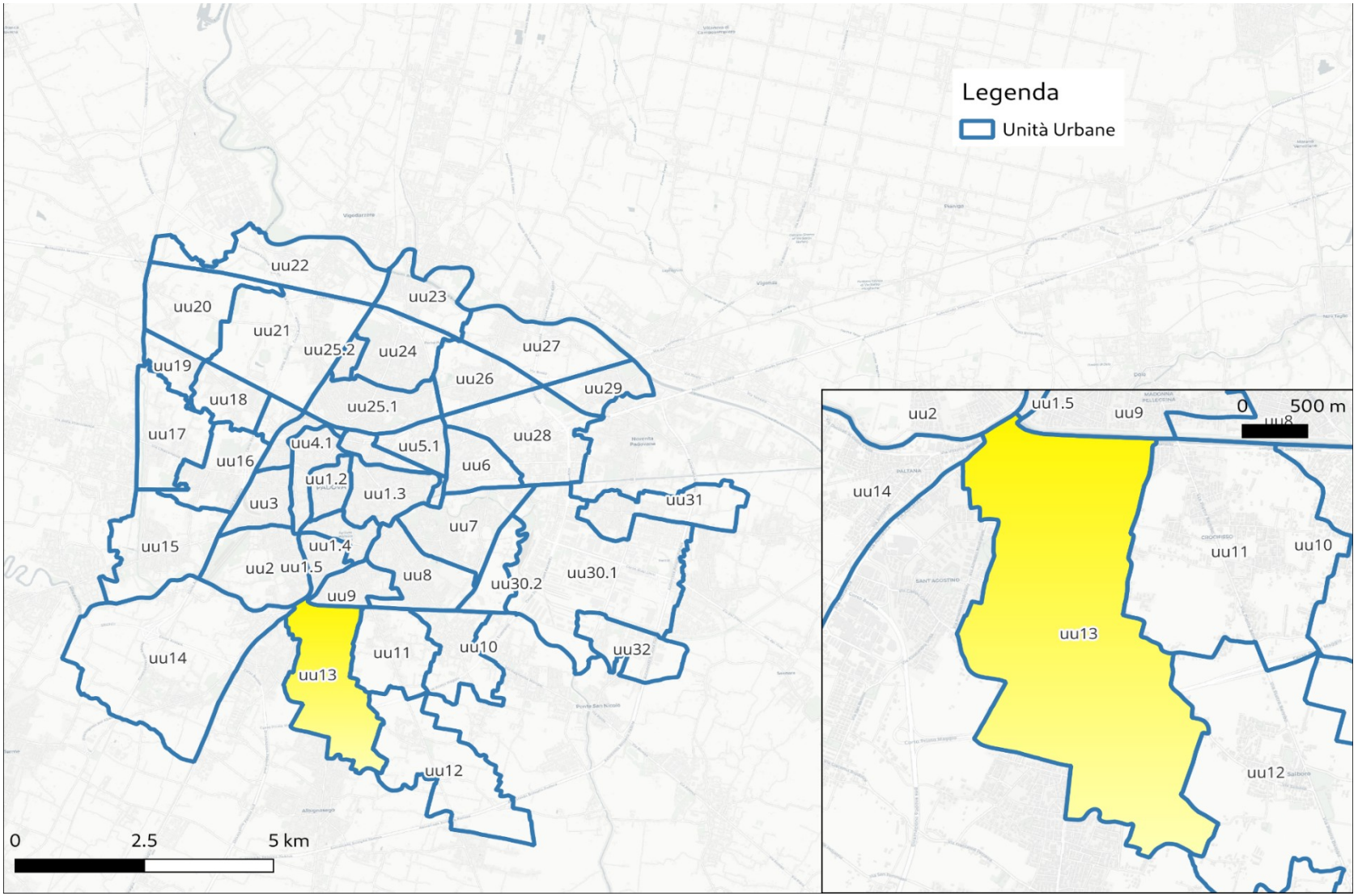


Figura 24: Mappa delle Unità Urbane di Padova, con l'unità della Guizza (uu13) evidenziata in giallo come esempio (Fonte: dati forniti dal Comune).

Analisi del patrimonio immobiliare pubblico e privato

L'analisi del patrimonio immobiliare pubblico e privato è fondamentale non solo per comprendere il profilo di consumo energetico dei potenziali utenti sull'intero territorio comunale (in forma spazializzata), ma anche per individuare le aree della città a cui attribuire priorità di sviluppo e approfondire la possibilità di realizzare reti energetiche.

Affinché una rete di teleriscaldamento funzioni in modo efficiente, è necessario che fornisca la maggior quantità di calore possibile, da una rete il più piccola possibile. Questo obiettivo può essere raggiunto più facilmente, in primo luogo, collegando un numero limitato di carichi di grandi dimensioni piuttosto che un numero elevato di carichi di piccole dimensioni. Questi carichi termici elevati e prevedibili nel lungo termine sono noti come "carichi ancora" e alcuni esempi includono scuole, edifici universitari, hotel, ospedali, case di cura, piscine, edifici pubblici di enti governativi e territoriali e industrie che hanno bisogno di calore di processo. Infatti, fornendo una grande quantità di calore a un singolo utente, la rete è certa di ottenere delle significative entrate, che possono garantire la certezza commerciale. In secondo luogo, una volta fornito calore a un carico termico elevato, sarà più economicamente conveniente aggiungere ulteriori carichi termici più piccoli che siano nelle vicinanze.

A tal fine l'indagine è stata condotta considerando tre principali aspetti:

- *Funzionalità*: la destinazione d'uso del patrimonio edilizio, Figura 25;
- *Proprietà*: distinzione tra immobili pubblici e privati, con dettaglio della tipologia di diritto, Figura 26;
- *Morfologia*: analisi delle altezze delle unità volumetriche (porzioni di edificio caratterizzate dalla stessa altezza), Figura 27.

Inoltre, è stata ricostruita la potenziale configurazione morfologica e funzionale della Padova futura, attraverso lo studio del Piano degli Interventi, individuando i principali volumi previsti dalle Schede degli Interventi e dalla pianificazione urbanistica (Figura 28, Figura 29 e in Appendice 1 nelle Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9), classificati come:

- *C2*: nuove zone residenziali di espansione;
- *D4*: zone speciali di trasformazione.

I dati utilizzati provengono dal Piano degli Interventi e dalle relative Norme Tecniche Operative del Comune di Padova.

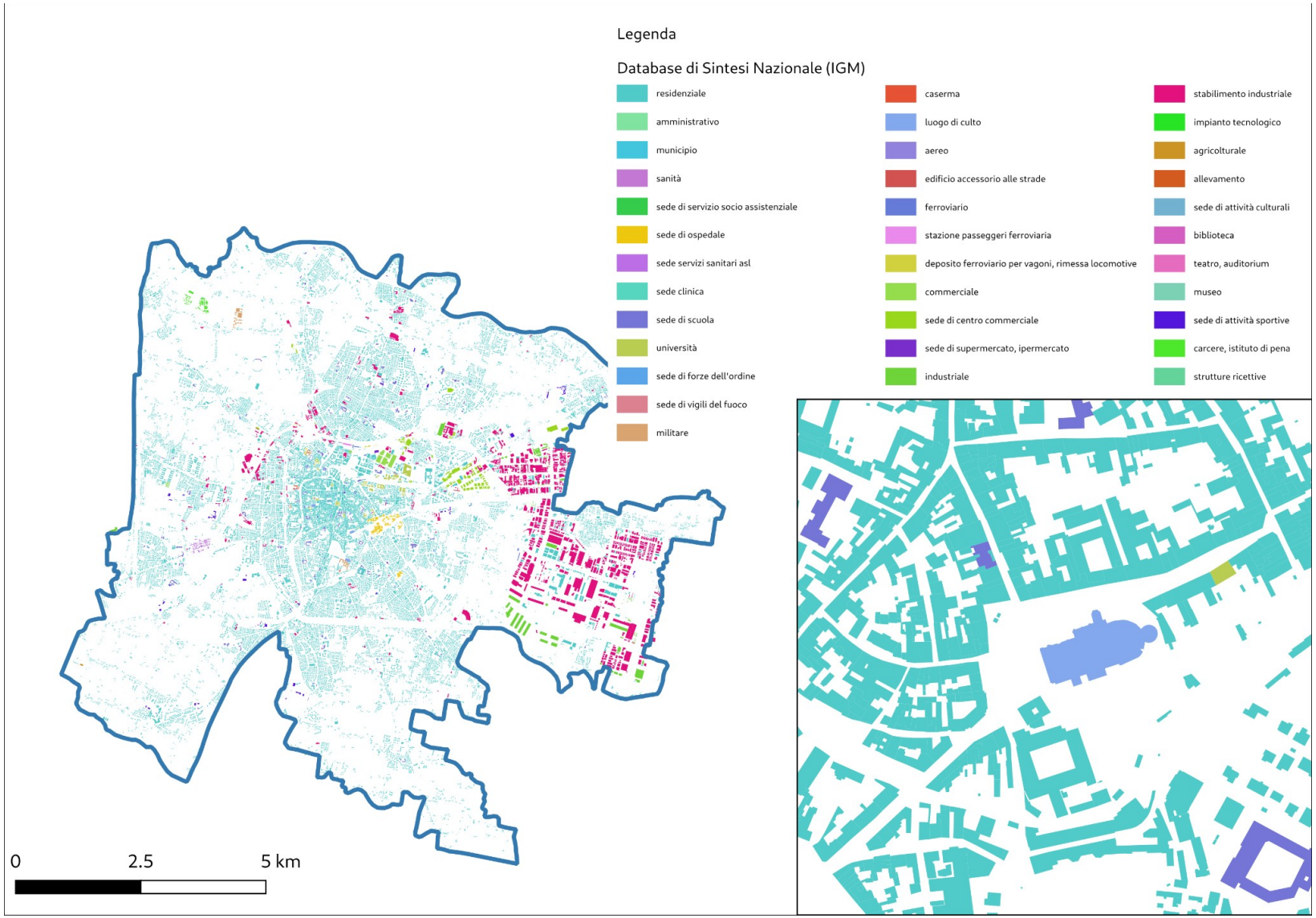


Figura 25: Mappa del patrimonio edilizio per destinazione d'uso (Fonte: Database di Sintesi Nazionale, Istituto Geografico Militare).

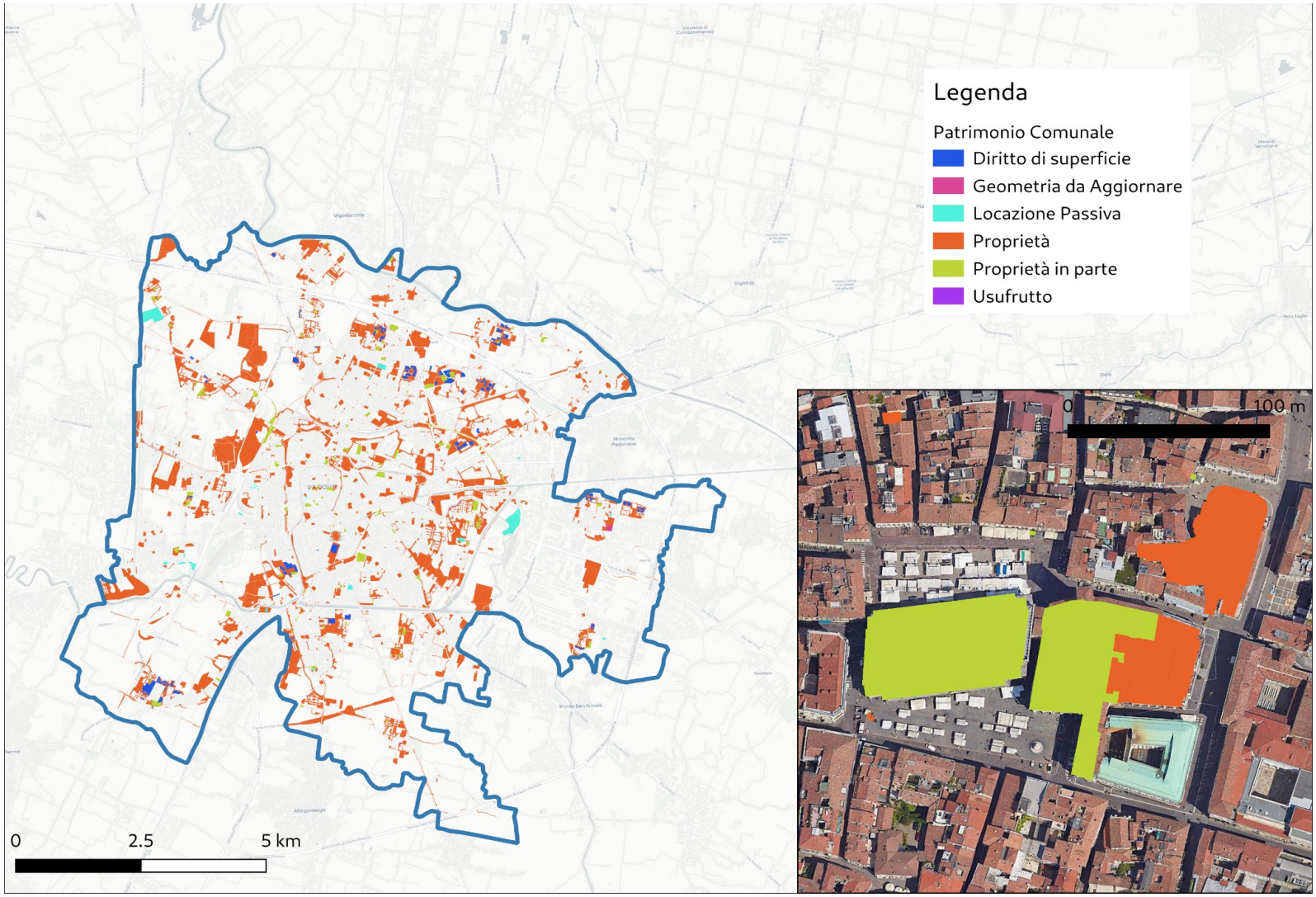


Figura 26: Mappa del patrimonio immobiliare pubblico per tipologia di diritto di proprietà (Fonte: dati forniti dal Comune).

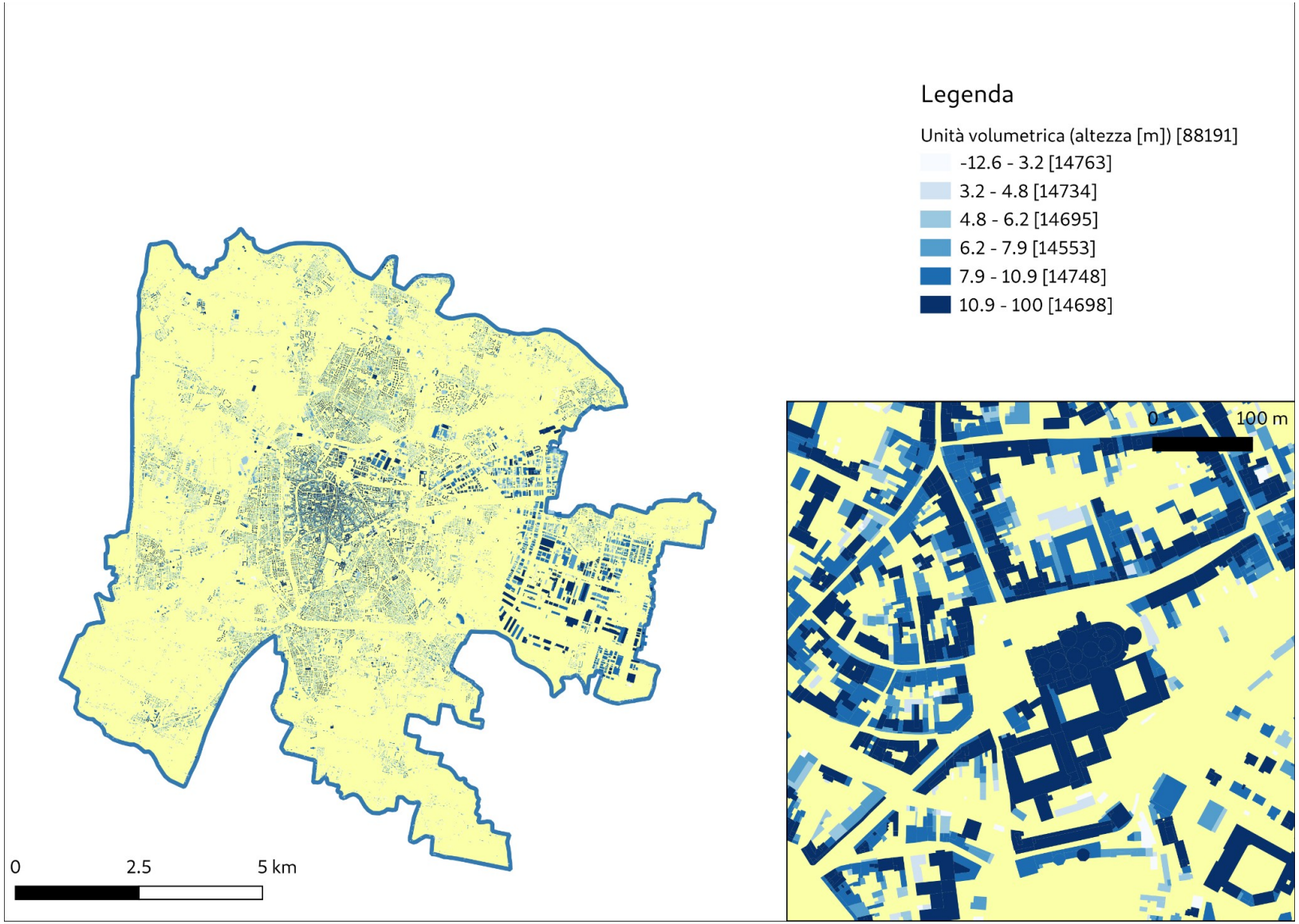


Figura 27: Mappa delle unità volumetriche degli edifici, classificate in base all'altezza in metri (Fonte: dati forniti dal Comune).

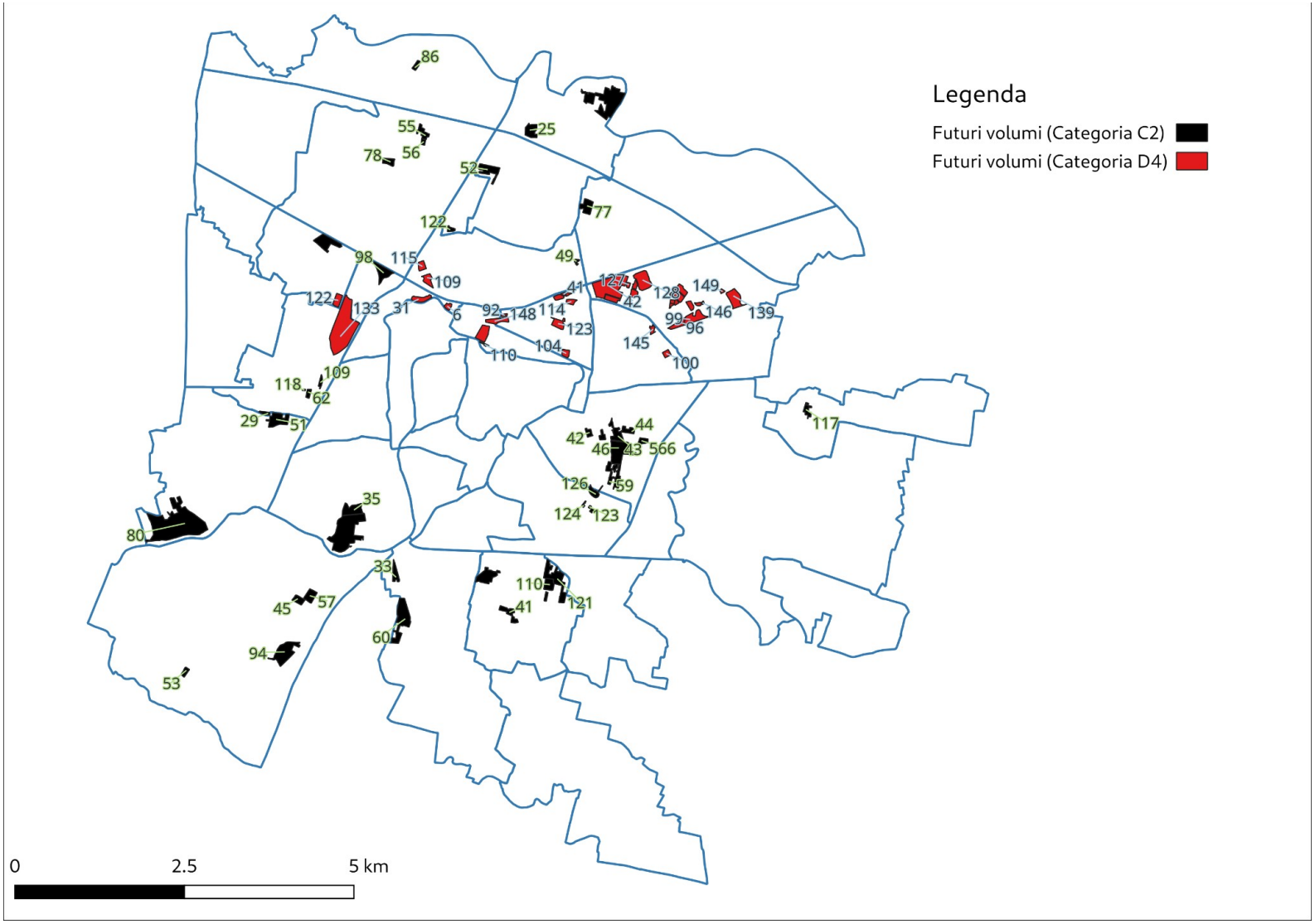


Figura 28: Mappa delle future aree di sviluppo definite nella pianificazione urbana: C2 nuove zone residenziali di espansione, D4 zone speciali di trasformazione (Fonte: Piano degli Interventi, Norme Tecniche Operative, Comune di Padova).

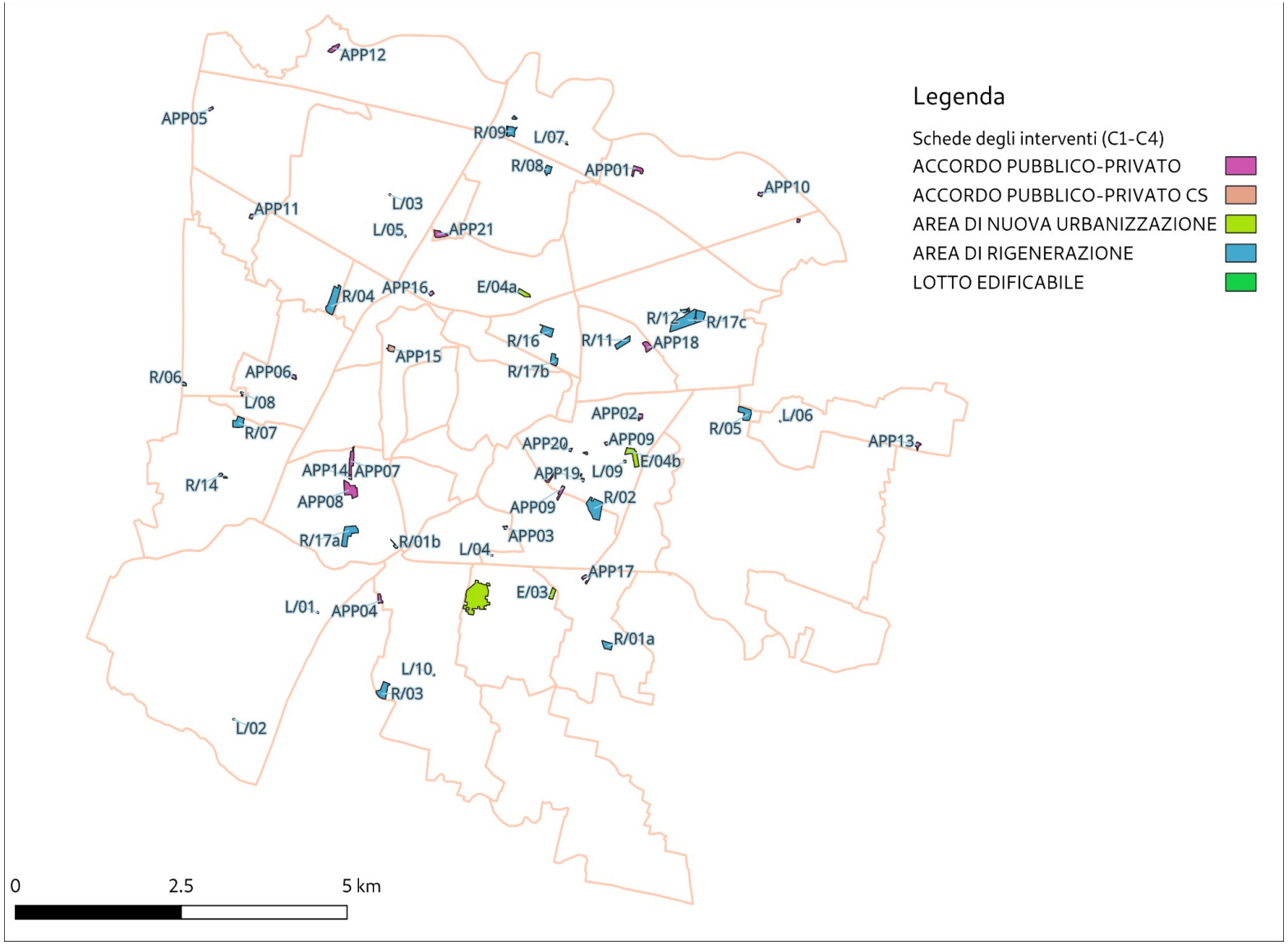


Figura 29: Mappa di sintesi delle aree individuate nelle schede degli interventi (C1–C4).

Analisi della domanda di riscaldamento e raffrescamento

Definite la morfologia e le funzioni d'uso del patrimonio edilizio, il primo livello informativo dell'analisi energetica riguarda la domanda di calore per riscaldamento e raffrescamento.

Le mappe riportate nelle figure di questa sezione derivano dal database di Hotmaps, una piattaforma GIS online che supporta le autorità locali e i pianificatori energetici nella definizione di piani strategici per il riscaldamento e il raffrescamento a livello territoriale.

In particolare, le mappe della Figura 30 e Figura 31 mostrano la distribuzione della densità di domanda energetica, distinta in:

- Riscaldamento (inclusa l'acqua calda sanitaria);
- Raffrescamento per gli edifici residenziali e non residenziali.

Per evidenziare le zone a maggiore intensità di fabbisogno, le mappe sono state filtrate selezionando secondo la seguente classificazione (mappe delle Figura 32 e Figura 33):

- le **aree a potenziale alto** con un fabbisogno maggiore di 250 TJ/km^2
- le **aree a potenziale medio** con un fabbisogno maggiore di 150 TJ/km^2 e inferiore a 250 TJ/km^2
- le **aree a potenziale basso** con un fabbisogno maggiore di 50 TJ/km^2 e inferiore a 150 TJ/km^2
- le **aree a potenziale nullo** con un fabbisogno inferiore a 50 TJ/km^2.

Dalle indicazioni dei paesi con tanta esperienza nel teleriscaldamento come la Danimarca [11],, **le aree con una domanda superiore a 150 TJ/anno per km^2 sono quelle dove il teleriscaldamento è economicamente sostenibile**. Da questo emerge che, come riportato nelle prossime figure, i quartieri di Padova più promettenti in termini di densità di domanda sono:

- **a Nord**: Arcella, San Carlo, San Bellino;
- **in Centro**: Piazze e Corso Milano
- **a Sud**: Guizza.
- **a Sud Est**: Sant'Osvaldo - Forcellini

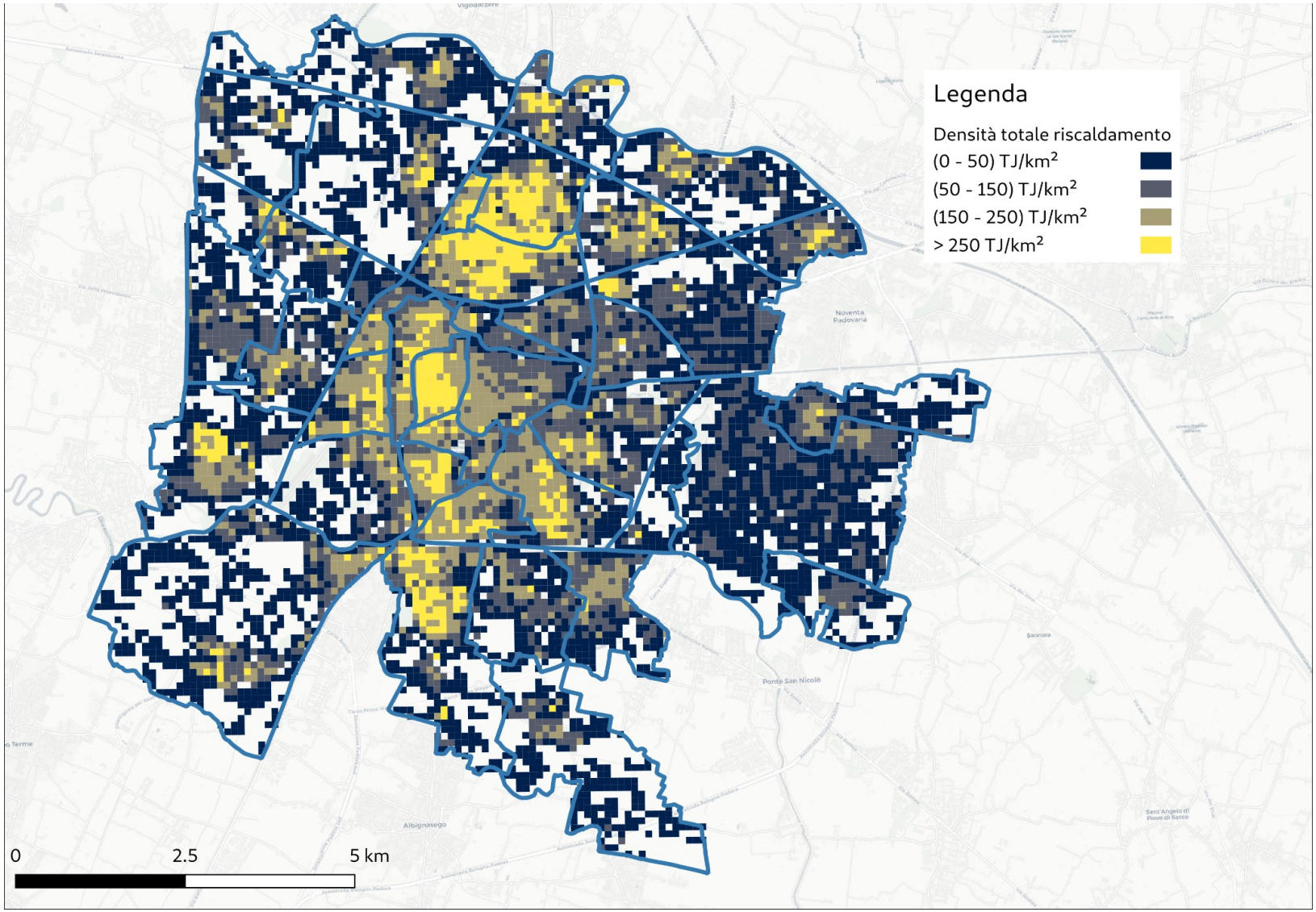


Figura 30: Mappa della densità di calore [TJ/km^2] – domanda annuale finale di energia per riscaldamento e acqua calda sanitaria (Fonte: Hotmaps, risoluzione 1 ha).

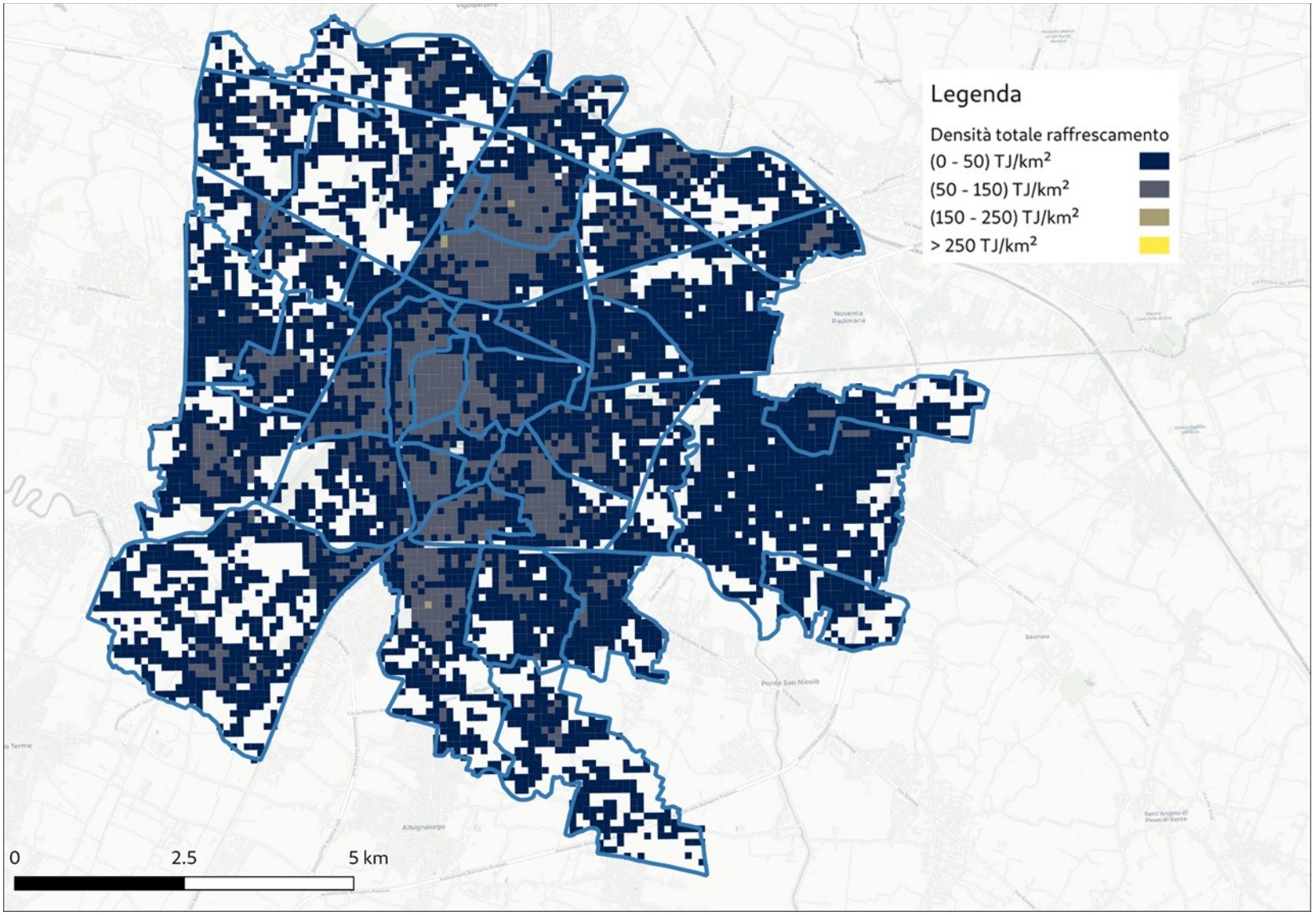


Figura 31: Mappa della densità del fabbisogno di raffrescamento degli edifici (Fonte: Hotmaps, risoluzione 1 ha).

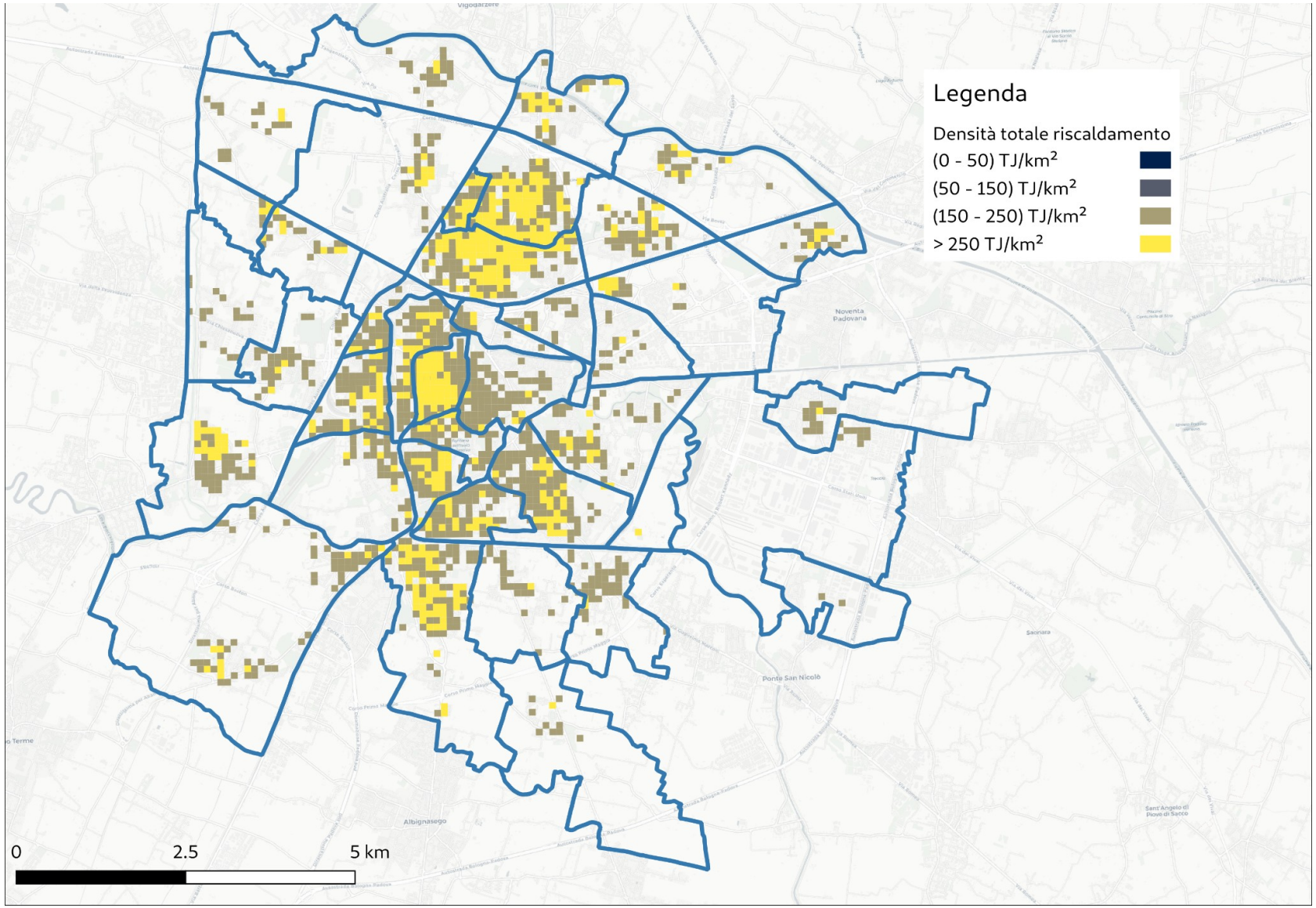


Figura 32: Mappa della densità di calore (>150 TJ/anno per km2) – domanda finale di energia per riscaldamento e acqua calda sanitaria (Fonte: Hotmaps, risoluzione 1 ha)

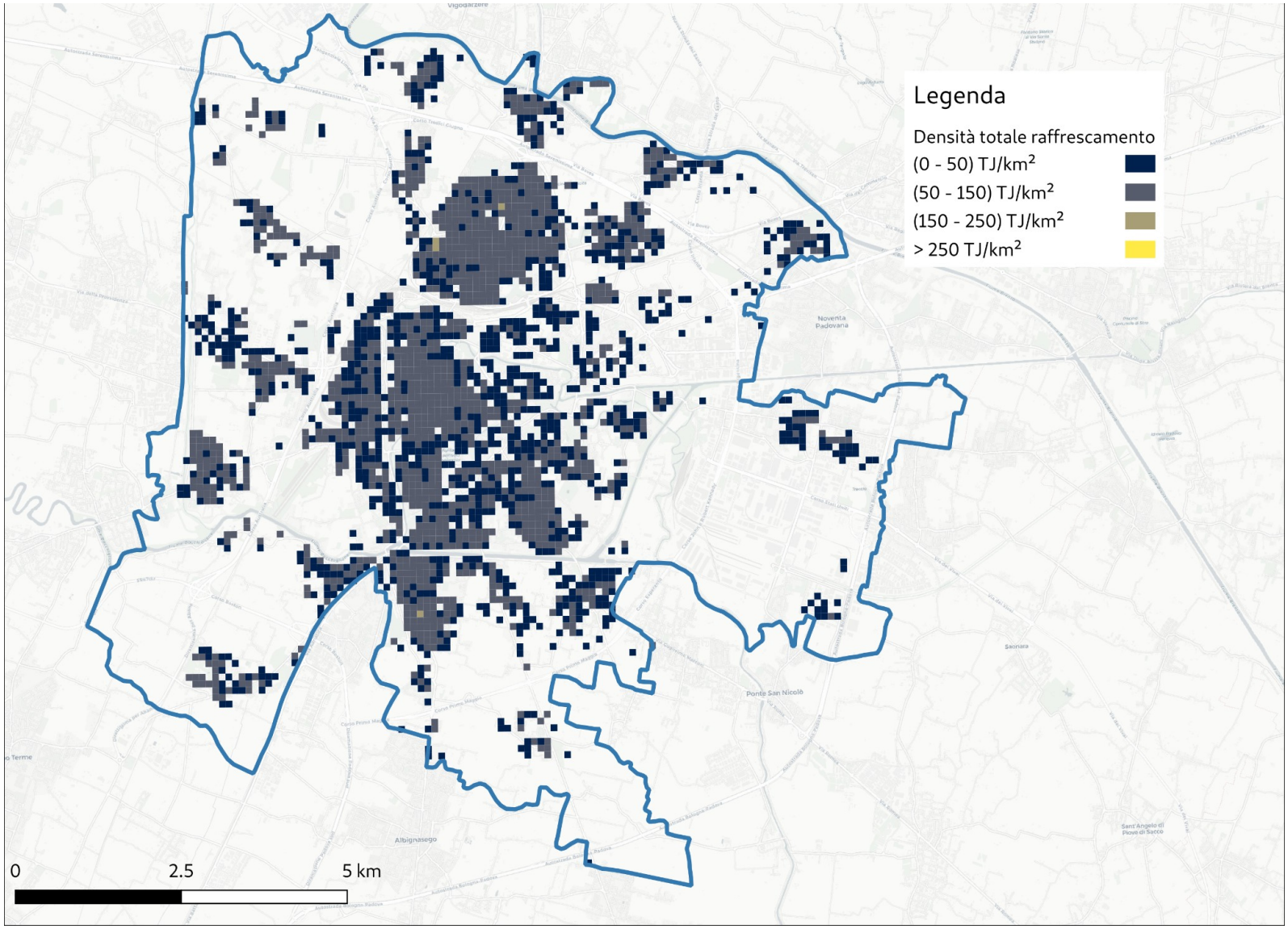


Figura 33: Mappa della densità del fabbisogno di raffrescamento degli edifici (>30 TJ/anno per km²) (Fonte: Hotmaps, risoluzione 1 ha).

Potenziale di recupero del calore di scarto da sorgenti urbane e industriali

Il calore di scarto rappresenta una risorsa strategica per lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento a bassa temperatura (4ª e 5ª generazione), poiché permette di ridurre il consumo di fonti fossili e le emissioni di CO_2. Queste reti si caratterizzano per il funzionamento a temperatura medio-bassa, l'integrazione di fonti rinnovabili e la possibilità di introdurre il modello del prosumer, in cui l'utente assume un duplice ruolo: consumatore e produttore di energia. Tale calore proviene da processi industriali, attività terziarie e impianti di trasformazione energetica, che normalmente disperdono energia termica nell'ambiente. Di seguito si distingue tra sorgenti di calore di scarto propriamente industriali e sorgenti urbane/commerciali (classificazione quindi non legata alla posizione, ma alla natura della sorgente stessa).

Le principali sorgenti urbane individuate comprendono data center, strutture sanitarie e sportive, supermercati e altre attività commerciali energivore. Per le sorgenti industriali, sono stati analizzati i siti industriali nell'area metropolitana. Sono stati inoltre presi in considerazione gli impianti di depurazione esistenti (il calore recuperabile dall'effluente, disponibile a temperature tipicamente superiori ai 10 °C anche in inverno, è in realtà da considerarsi come calore rinnovabile).

La mappatura delle potenziali sorgenti di calore di scarto è stata realizzata utilizzando dati della Camera di Commercio (aziende con più di 10 dipendenti), integrati con informazioni geografiche da Google Maps e OpenStreetMap. Il calcolo del potenziale termico è stato effettuato tramite il tool sviluppato da Eurac nell'ambito del progetto Life4HeatRecovery.

Nelle Figura 34 e Figura 36 è riportata la mappatura completa, mentre le Figura 35 e Figura 37 mostrano le stesse mappe filtrate tenendo conto di una soglia di disponibilità minima 1 GWh/anno. In questo studio, tale valore è sato ritenuto un limite inferiore per avere un sistema di recupero di calore di scarto che sia economicamente sostenibile. Applicando questo filtro, il numero di sorgenti di tipo industriale si riduce drasticamente a 22. È importante sottolineare che il dato relativo alle cliniche (232) non rappresenta il numero di strutture sanitarie come entità aziendali, ma il numero di edifici mappati su OpenStreetMap.

Al di là dell'estesa mappatura sopra descritta e riportata nelle mappe seguenti, dove molte delle sorgenti individuate risultano maggiormente interessanti in ottica prosumer (visto il potenziale limitato in termini di puro calore di scarto), è utile segnalare il caso specifico delle Acciaierie Venete localizza in Riviera Francia, 9, nella zona industriale sud di Padova con cui si è riusciti ad entrare in contatto durante questo studio. Tale industria offre una potenza termica media stimata in circa 35 MW_{th}, disponibile in modo sostanzialmente costante (i processi metallurgici si interrompono per un solo turno a settimana, per attività preparatorie periodiche) e per la maggior parte con temperature significativamente elevate (70-90 °C). Assumendo circa 6000 h/anno di esercizio (tenendo conto delle chiusure per ferie e manutenzioni), si possono quindi stimare circa 210 GWh/anno di disponibilità. L'impianto risulterebbe già consono per essere allacciato al teleriscaldamento anche se sarebbero

necessari degli investimenti per la connessione e messa a punto del sistema di recupero di calore. Acciaierie Venete stima che altri 17 MW_{th} sarebbero disponibili se si recuperasse il calore anche dalle torri a 35°C con delle pompe di calore.

Un'alta importante sorgente di calore di scarto a bassa temperatura da intercettare in zona industriale è il Datacenter di InfoCamere localizzato in Corso Stati Uniti, 14, che ha un sistema di raffreddamento ad aria delle unità di elaborazione dati. Dopo l'interazione con InfoCamere si stima che dopo il potenziamento previsto attualmente, nel 2026 possa essere recuperato a regime una potenza media di circa 1 MW_{th} ad una temperatura di circa 25°C per 24h/24h. Considerando quindi la disponibilità per 8760 ore, il calore recuperabile sarebbe di circa 8,76 GWh in un anno. A tale scopo sarà necessario installare un sistema a pompa di calore di booster per portare la temperatura di tale calore di scarto a quelle di esercizio della rete di TLR.

Un altro datacenter in zona industriale sud a Padova è il VSIX, che è un'infrastruttura gestita dal Centro per la Connettività e i Servizi al Territorio dell'Università degli Studi di Padova. Tuttavia il calore di scarto recuperabile potrebbe essere piuttosto basso considerando che il carico IT complessivo era pari a circa 84 kW nel 2022 [12].

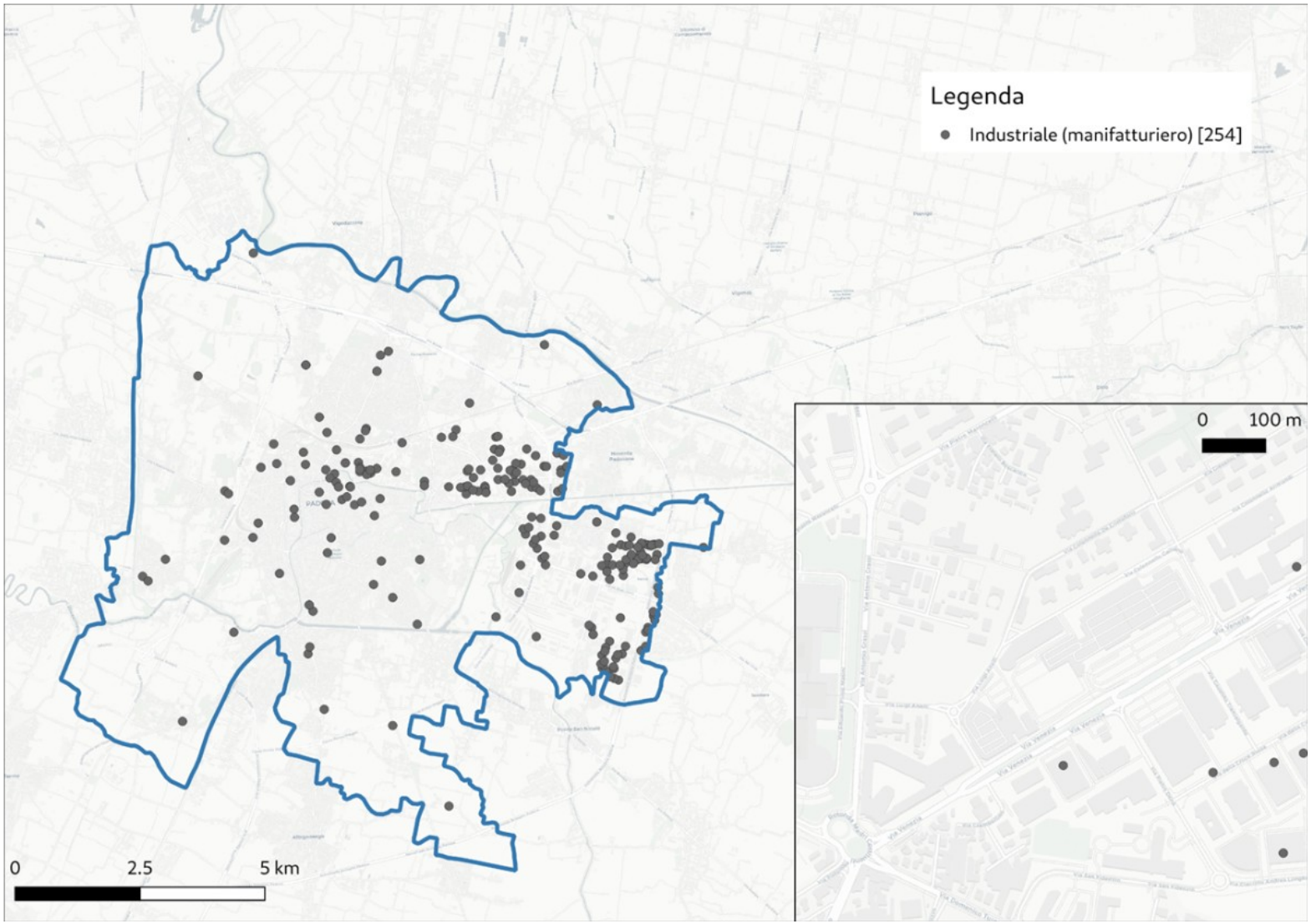


Figura 34: Mappa delle potenziali fonti di calore di scarto in ambito industriale (num. dipendenti > 10), con dettaglio dell'area industriale/commerciale nei pressi della Stanga (Fonte: Elaborato a partire dai dati della Camera di Commercio).

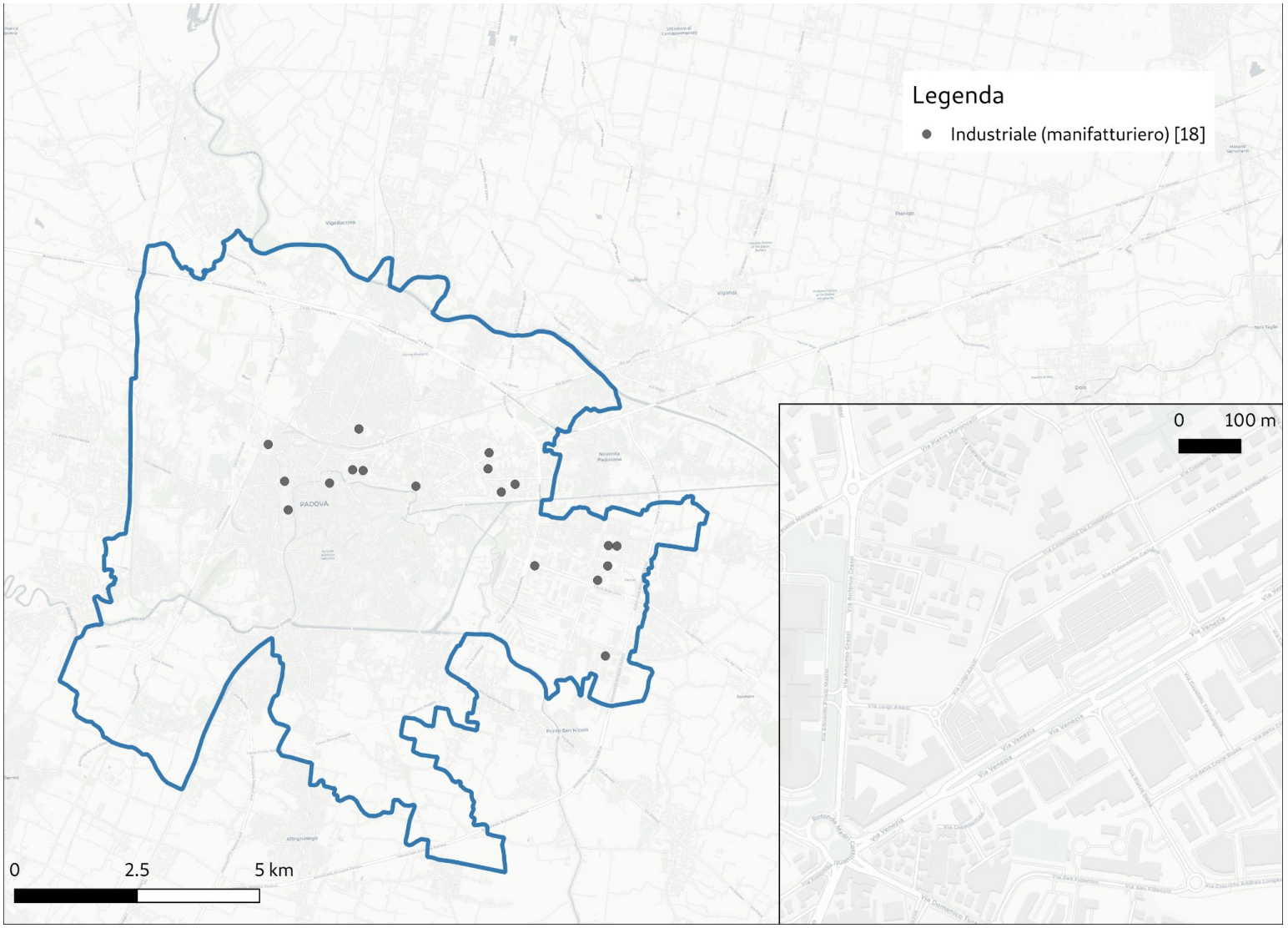


Figura 35: Mappa delle potenziali fonti di calore di scarto in ambito industriale(>1 GWh/anno), con dettaglio dell'area industriale/commerciale nei pressi della Stanga (Fonte: Elaborato a partire dai dati della Camera di Commercio).

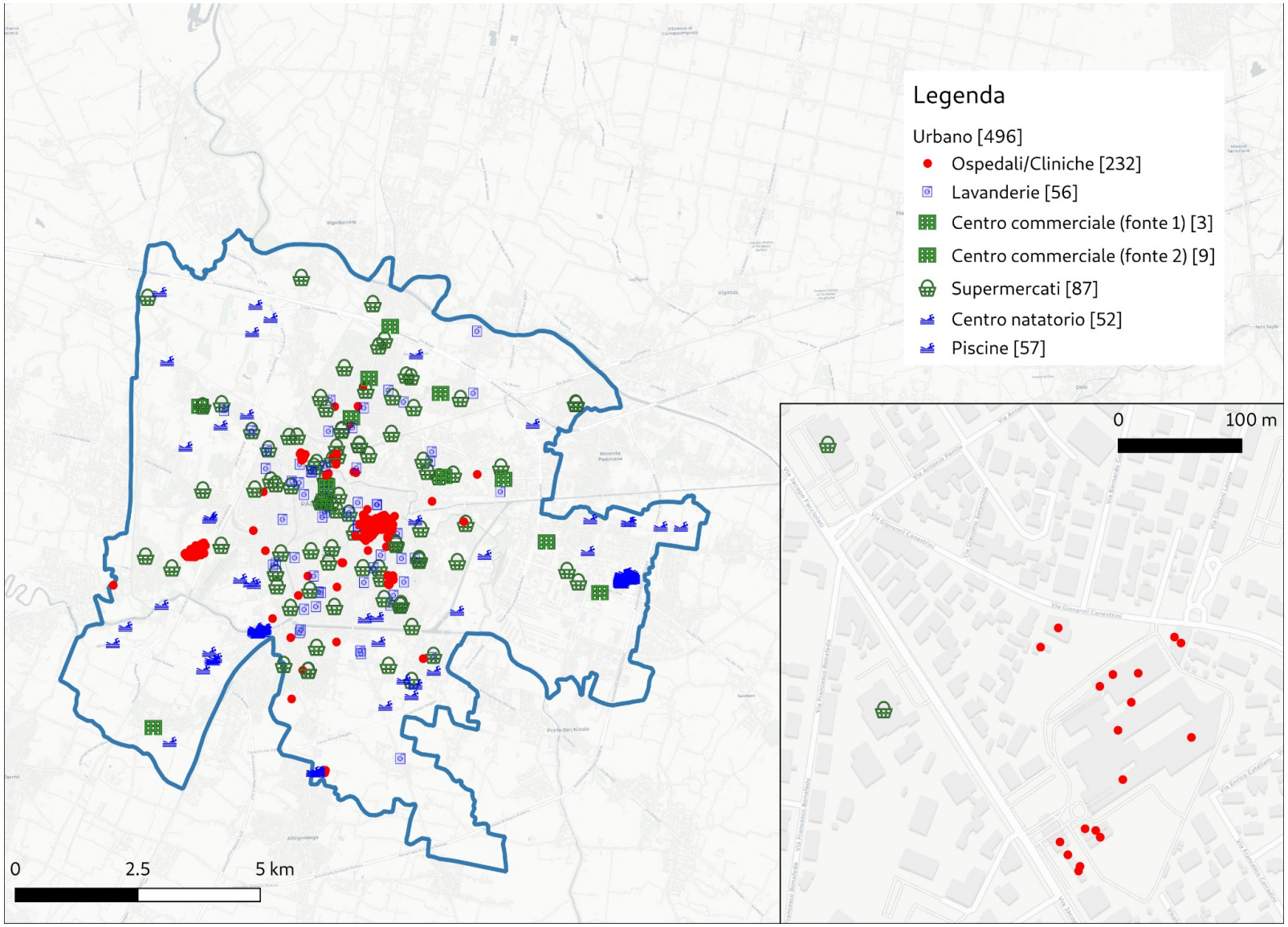


Figura 36: Mappa delle potenziali fonti di calore di scarto urbane, con dettaglio dell'area dell'Azienda Ospedaliera di Padova (Fonte: Google Maps, OpenStreetMap).

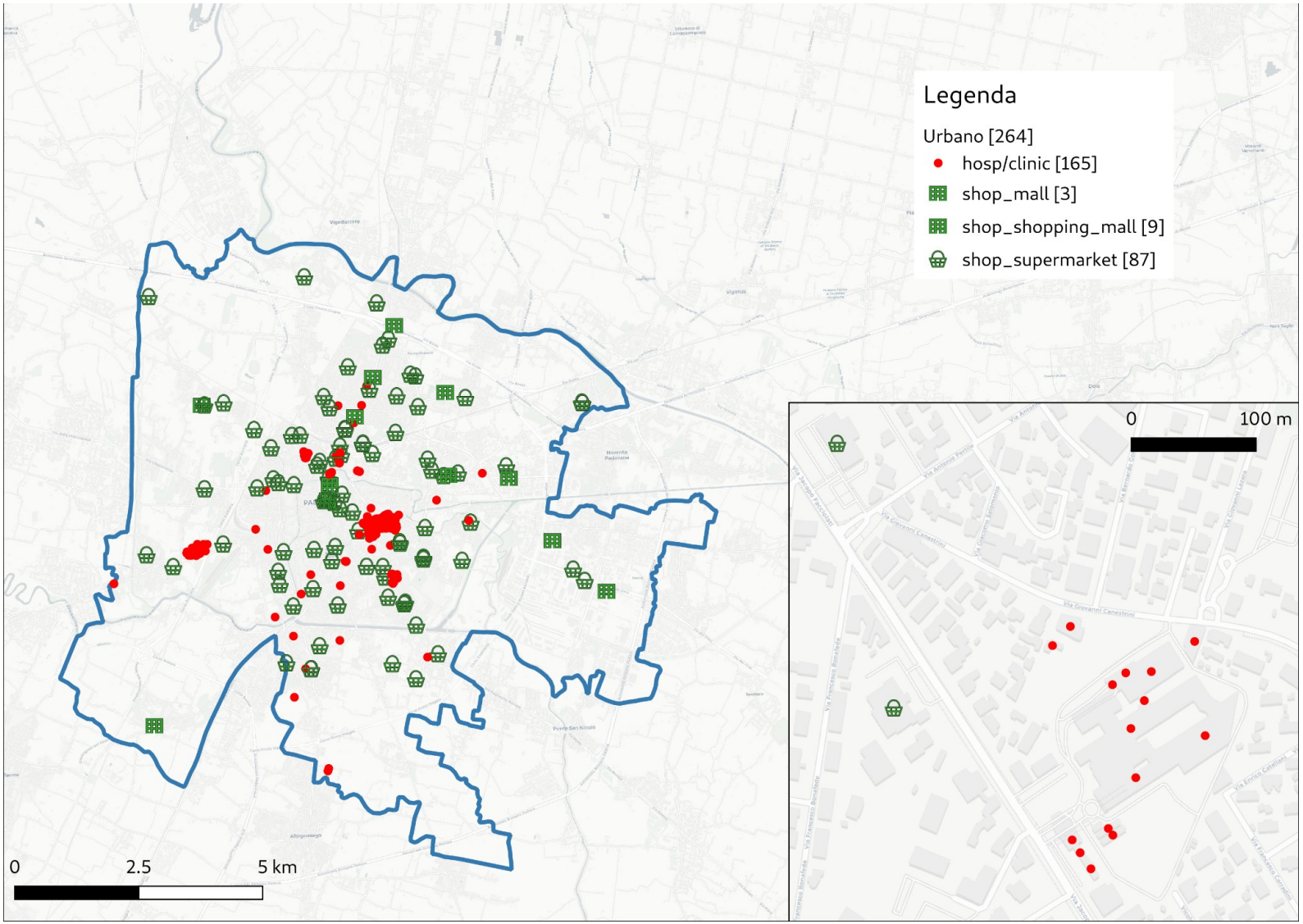


Figura 37: Mappa delle potenziali fonti di calore di scarto urbane (>1 GWh/anno), con dettaglio dell'area dell'Ospedale Sant'Antonio (Fonte: Google Maps, OpenStreetMap).

Valutazione del potenziale di utilizzo della geotermia

La geotermia di superficie rappresenta un'importante risorsa potenziale per le reti di teleriscaldamento e raffrescamento. La temperatura tipicamente a cavallo tra applicazioni di riscaldamento e raffrescamento consente anche di ipotizzare applicazioni ibride, in particolare in connessione con reti a bassa temperatura o di 5° generazione. Lo sfruttamento della risorsa geotermica può avvenire in diverse modalità, utilizzando sia sonde geotermiche a circuito chiuso che pozzi di falda a circuito aperto. Mentre questi ultimi offrono spesso una maggiore convenienza economica (minore profondità di scavo e ridotti costi di tubazioni), le sonde geotermiche a circuito chiuso presentano una maggiore universalità, potendo essere installate in diverse condizioni, a prescindere dalla portata disponibile a livello di falda o dalle condizioni di permeabilità del terreno.

Sonde geotermiche a circuito chiuso

L'obiettivo di questa analisi è stato quello di calcolare il potenziale teorico installabile a livello di sonde geotermiche a circuito chiuso, ipotizzando la loro distribuzione su una griglia regolare con passo di 7 metri, applicata a tutte le aree verdi pubbliche (indicate in verde) e alle aree grigie, ovvero parcheggi e piazzali pavimentati. In questo modo, nonostante le prestazioni tecno-economiche risultino stimate in modo conservativo, è possibile indicare un potenziale limite dal punto di vista dell'intero contesto urbano, a prescindere dalle condizioni locali.

Per rendere l'analisi più realistica e aderente alle condizioni urbanistiche e ambientali, sono stati applicati filtri basati su dati urbanistici disponibili e vincoli idraulici. In particolare, nella definizione della maschera per le aree verdi e grigie si è tenuto conto di:

- Una distanza minima di 10 metri da corpi idrici;
- Vincoli e fasce di rispetto definiti dal Piano Urbanistico, quali ad esempio:
    - Perimetri SIR (Sistema Intermedio a Rete) esistenti e in fase di progettazione;
    - Pozzi di prelievo;
    - Metanodotto;
    - Linea antincendio;
    - Strade;
    - Rete ferroviaria esistente;
    - Elementi ed aree di notevole interesse pubblico;
    - Orto Botanico.

Per una lista completa, si rimanda alla sezione Analisi della Pianificazione Urbana per il progetto +DHC4Padova.

Questa metodologia consente di stimare un potenziale teorico di installazione di sonde geotermiche che tenga conto delle limitazioni territoriali e di tutela ambientale, fornendo un primo supporto per pianificazioni integrate di reti energetiche di nuova generazione.

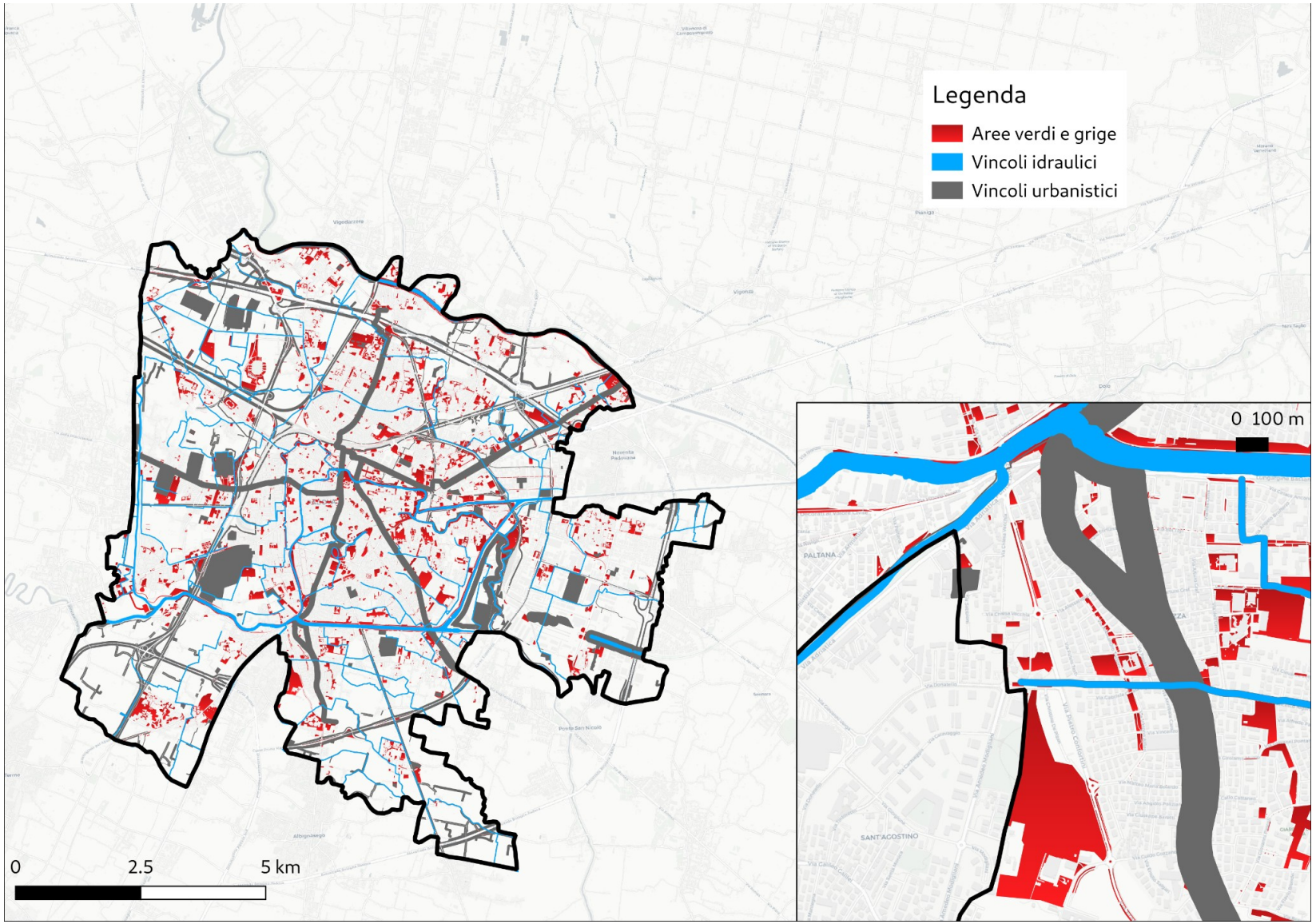


Figura 38: Mappa delle aree con vincoli geotermici (in rosso), idraulici (in blu) e urbani (in grigio); dettaglio sulla zona Guizza (Fonte: dati forniti dal Comune).

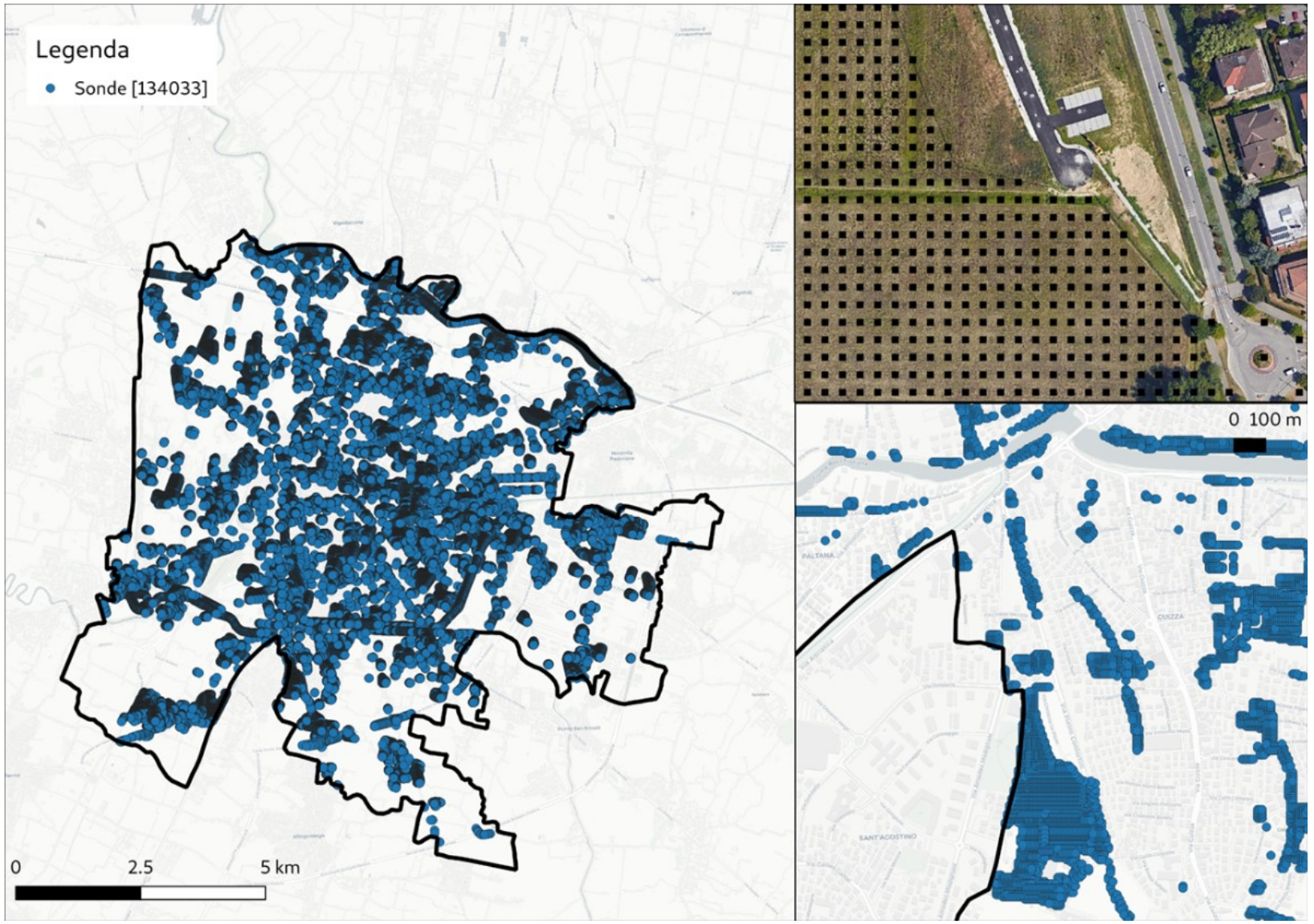


Figura 39: Mappa delle potenziali localizzazioni per sonde geotermiche basata sull'ipotesi di spaziature da 7 metri (griglia a maglia 7 metri); dettaglio sulla zona Guizza.

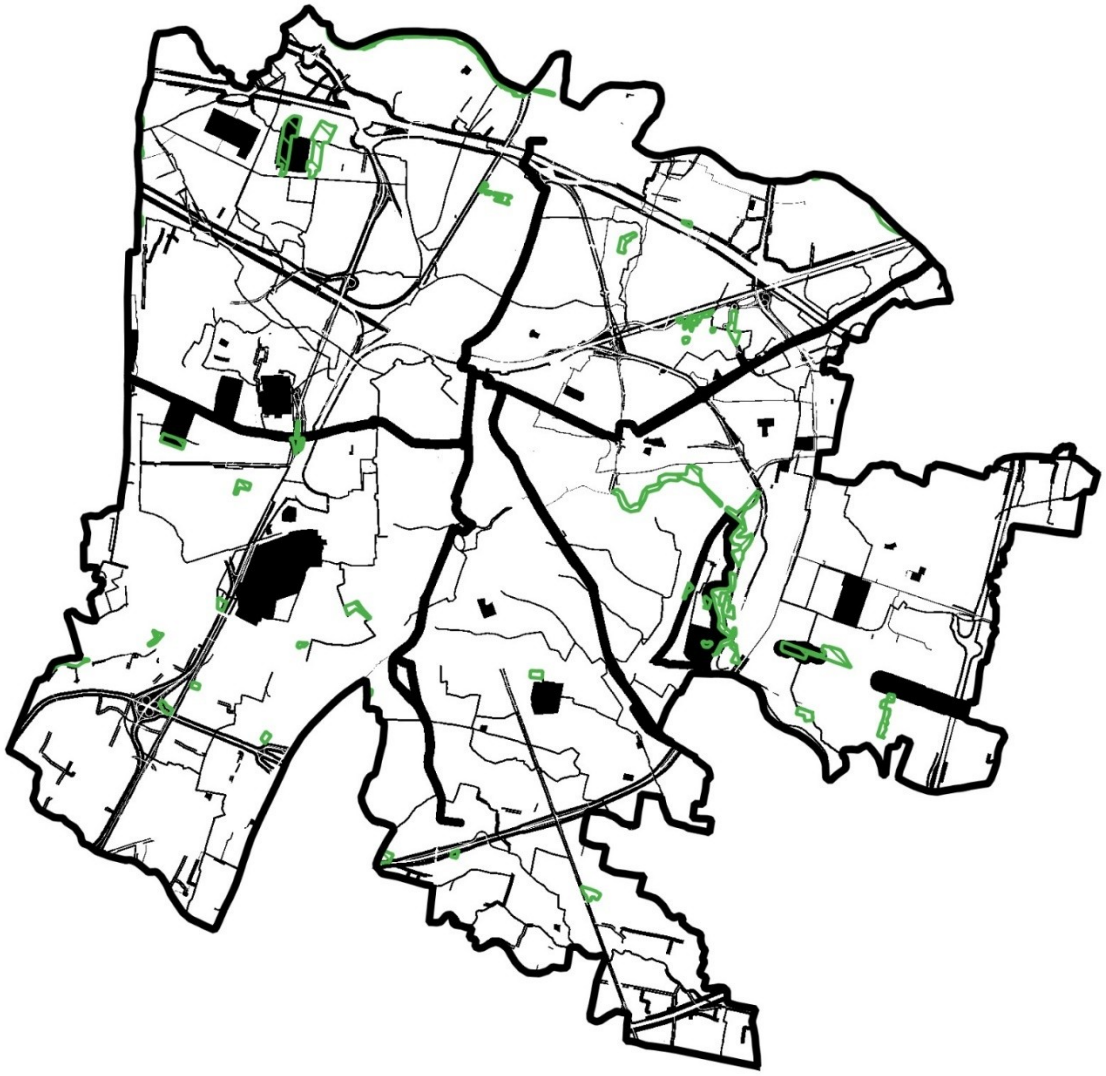


Figura 40: Mappa complessiva di tutti i vincoli principali marcati in nero e il vincolo di destinazione forestale in verde.

Sistemi geotermici a circuito aperto

Tutta la zona della pianura Veneta è caratterizzata da un sistema idrogeologico omogeneo con zona di ricarica nella zona alpina e alta pianura e un sistema multi-falde nella zona di bassa pianura. Questo rende la zona molto adatta alla disponibilità di acqua di falda nel lungo termine.

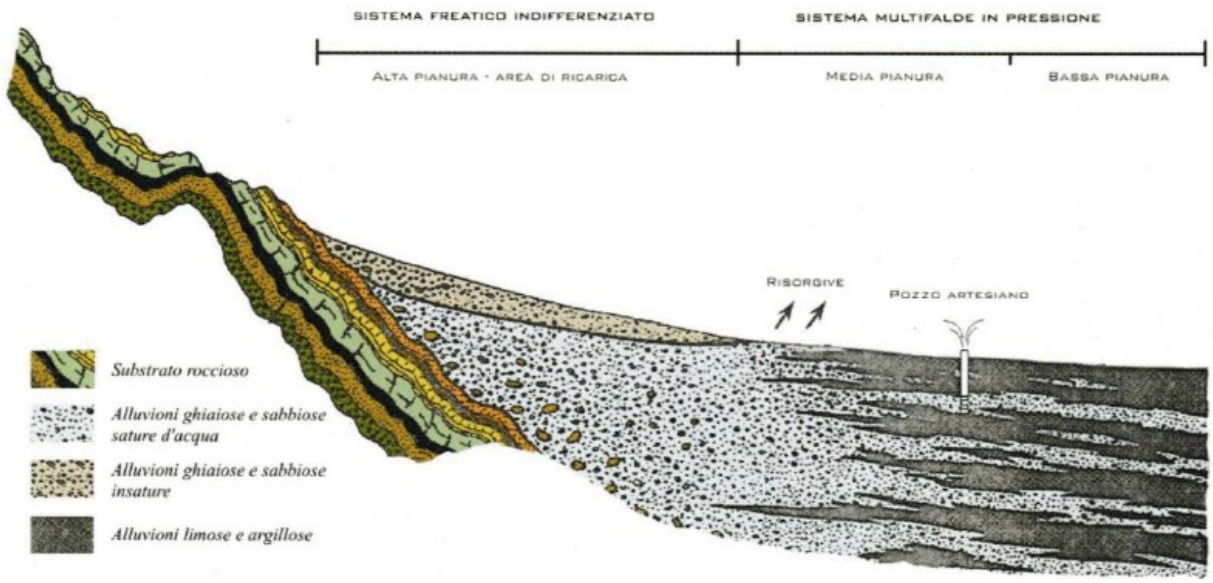


Figura 41: Modello idrogeologico della Pianura Veneta (estratto da [13]). La figura rappresenta una sezione-tipo della pianura con direzione N-S. Si distingue la zona di alta pianura dove avviene la ricarica dell'acquifero, la zona di media pianura dove inizia a svilupparsi il sistema multifalde in pressione ed in cui le acque freatiche vengono a giorno (fascia delle risorgive) ed infine la zona di bassa pianura.

Ecco di seguito alcune osservazioni più generali per i **sistemi a circuito aperto**:

- Secondo il "Piano di Assetto del Territorio del Comune di Padova - Valutazione Ambientale Strategica" (2009), il sistema idrogeologico patavino è costituito da un sistema multifalde, a partire da una prima falda freatica superficiale "posizionata mediamente a circa 2 metri dal piano campagna, con massimi all'incirca di 1 metro dal p.c. e minimi di circa 4 metri dal p.c.". Dal punto di vista dell'eventuale realizzazione di pozzi di falda, è comune considerare falde alla profondità di 40-50.
- La direzione di scorrimento della falda è tendenzialmente orientata da nord-est verso sud-est. Una mappa delle curve isofreatiche (di profondità di circa 8-10) che consente di stimare la direzione locale è disponibile nella tesi "Studio idrogeologico del sottosuolo di Padova" (N. Zagato, 2018, Università di Padova [14]), fig. 4.15. Tali aspetti possono essere presi in considerazione per l'eventuale pianificazione di ampie realizzazioni di pozzi di falda, combinando pozzi di prelievo e reimmissione in modo bilanciamento e senza interferenza reciproca.

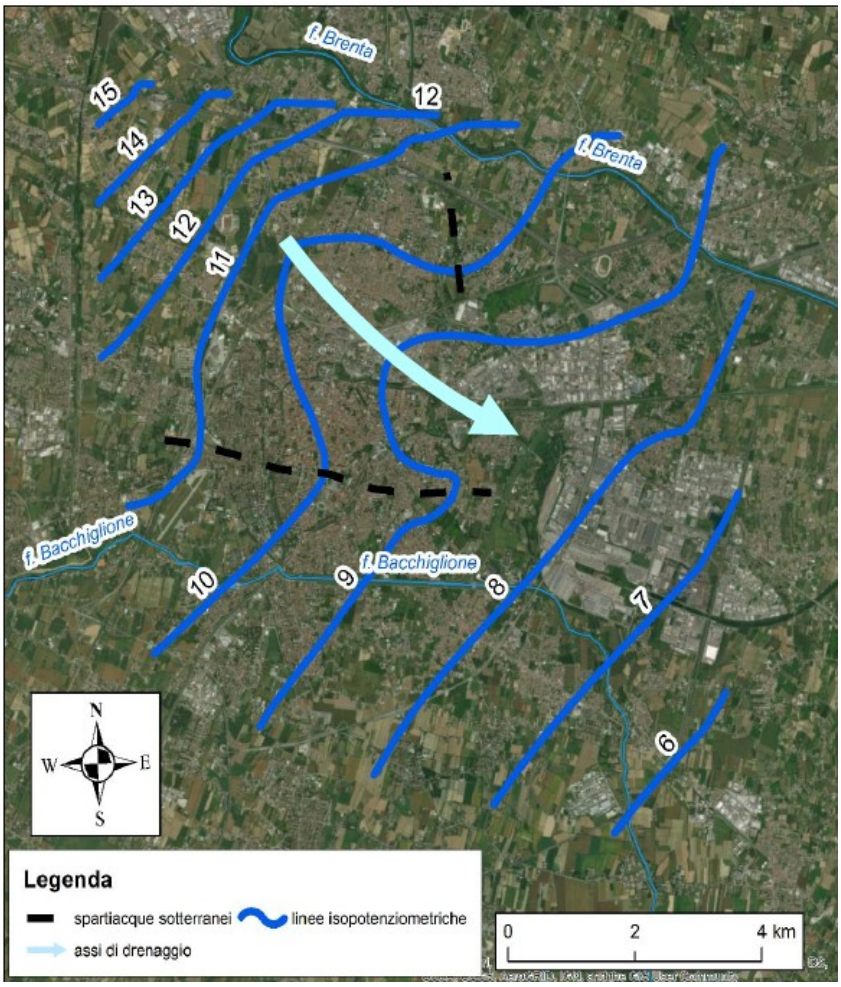


Figura 42: Carta ad isofreatiche della città di Padova (credit [14]).

In riferimento alla legenda adottata per rappresentare le sezioni idrostratigrafiche, cioè le rappresentazioni grafiche che illustrano la disposizione e le caratteristiche degli strati di terreno e roccia in una determinata area, con particolare attenzione alla loro capacità di ospitare e trasmettere acqua sotterranea riportate di seguito, in questa tesi sono stati distinti, a seconda della descrizione geologico-stratigrafica e del codice identificativo di ogni strato, quattro diversi gradi di permeabilità:

- *"Terreno di riporto":* terreno vegetale-agricolo, terreno di riporto, nonché la presenza in superficie di solette di asfalto o cemento.
- *"Impermeabile":* Argilla, argilla sabbiosa o debolmente sabbiosa, argilla limosa o debolmente limosa, argilla limoso-sabbiosa o sabbioso-limosa, limo argilloso, argilla e limo.
- *"Poco permeabile":* sabbia fine, sabbia limosa o debolmente limosa, sabbia argillosa o debolmente argillosa, limo, limo sabbioso o limo debolmente sabbioso, sabbia limoso-argillosa e limo sabbioso-argilloso
- *"Molto permeabile":* Sabbia, sabbia ghiaiosa, sabbia e ghiaia, sabbia torbosa.

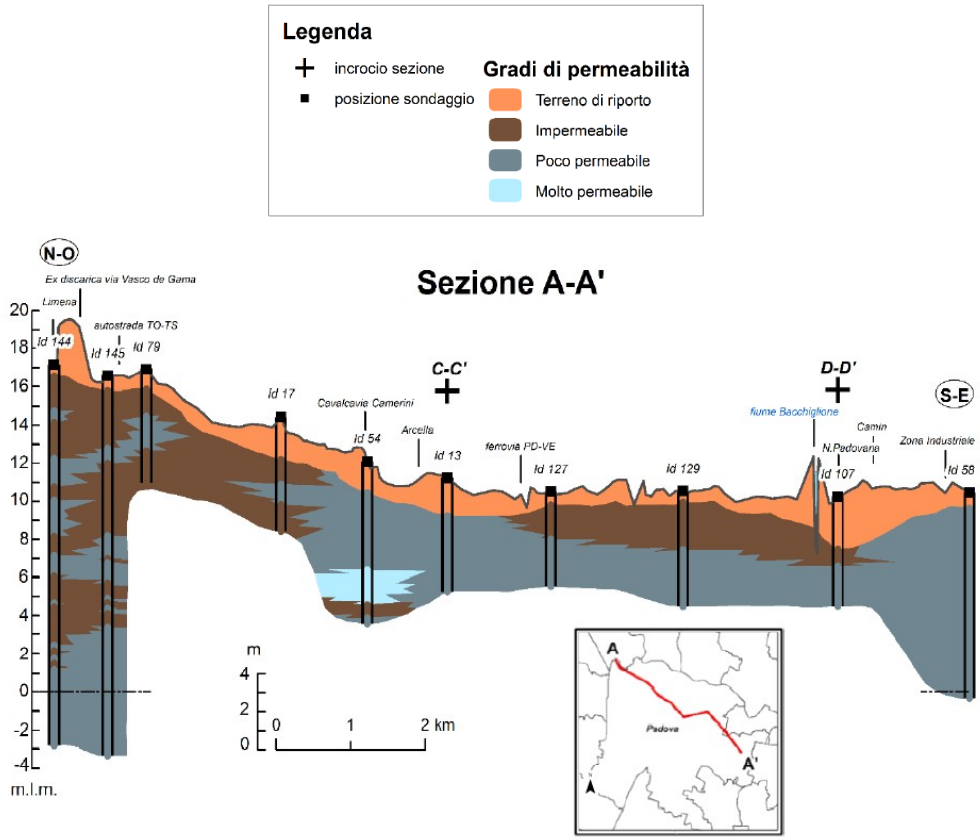


Figura 43: Sezione idrostratigrafica A-A' Nord Ovest – Sud Est (credit [14])

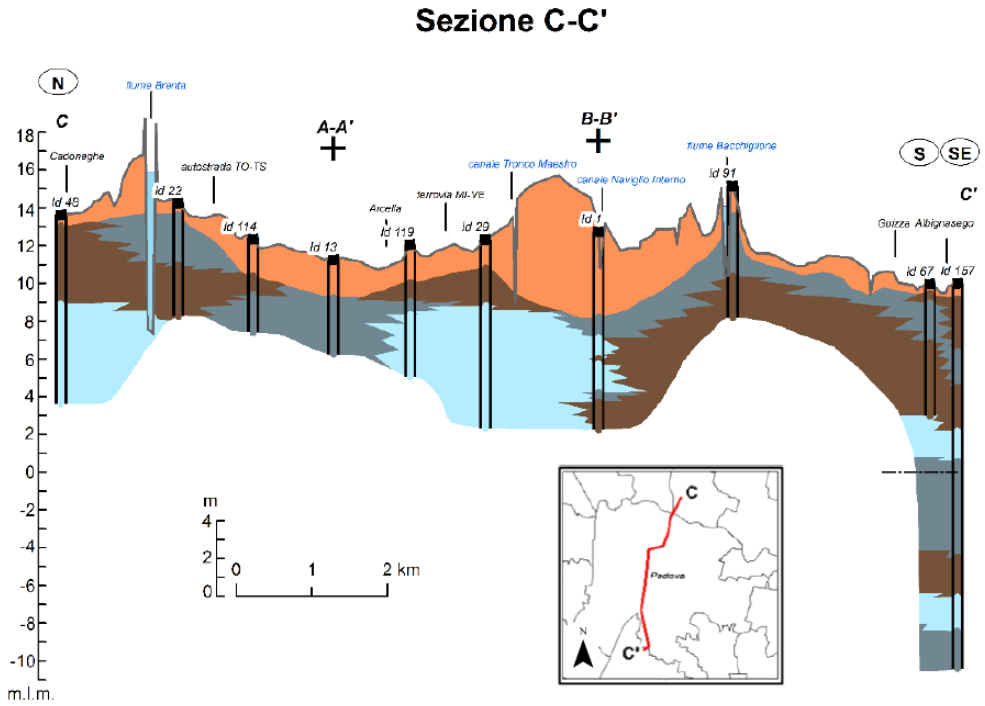


Figura 44: Sezione idrostratigrafica C-C' Nord – Sud (credit [14]).

Il risultato di queste mappe idrostratigrafiche dimostra che l'accesso all'acqua di prima falda su tutto il territorio comunale è piuttosto semplice con profondità dei pozzi che potrebbe non superare i 25 metri.

Uso diretto della geotermia profonda

Risorse geotermiche a temperature adatte allo sfruttamento diretto sono presenti nella pianura Veneto-Friulana ma le normative in molte zone non consentono l'estrazione dei fluidi per motivi legati alle variazioni delle caratteristiche chimiche e all'abbassamento del livello piezometrico degli acquiferi. La città di Padova ricade al limite dell'area del campo geotermico dei Colli Euganei che è di origine vulcanica e risulta uno dei più importanti campi termali del Nord Italia che si estende per oltre 100 km^2, con temperature massime fino a 85°C e profondità degli acquiferi dai 300 ai 500m. Ricerche idrogeologiche documentano la dinamica di formazione di tale risorsa, con un ciclo idrogeologico di 25 anni che individua una zona di alimentazione nelle zone alpine e prealpine del Veneto occidentale (area delle Piccole Dolomiti) dove le acque meteoriche infiltrandosi tra le rocce permeabili raggiungono profondità di 3000 m, si riscaldano e circolano in direzione S-E all'interno del complesso euganeo-berico-lessino. Si tratta di un circuito idrotermale a carattere regionale con limite inferiore del sistema di circolazione idrica rappresentato dal basamento scistoso-cristallino permiano, mentre quello superiore da strati alluvionali limosi-argillosi separati da strati limosi-torbosi e sabbiosi. Nella zona termale particolari condizioni strutturali come il sistema di faglie in direzione N-O tra Schio e Vicenza, sedimenti laterali a bassa permeabilità e il carico idraulico delle falde fredde d'infiltrazione superficiale portano alla risalita dei fluidi, con moti convettivi che miscelano le acque calde con quelle fredde superficiali. Questi fluidi risultano chimicamente molto aggressivi con elevate percentuali di Cl e Na, e minori di SO_4, Ca, HCO_3, SiO_2 e Mg. Si possono distinguere in due gruppi in base alle loro caratteristiche di temperatura e salinità: i fluidi di Abano e Montegrotto con 60°C < T < 85° e alta salinità e i fluidi di Battaglia-Galzignano con 40°C < T < 70°C e salinità minore [15]. Per quanto riguarda il territorio di Padova, dalla Figura 47 ci si aspetta una temperatura inferiore a 20°C ad una profondità di 150 metri.

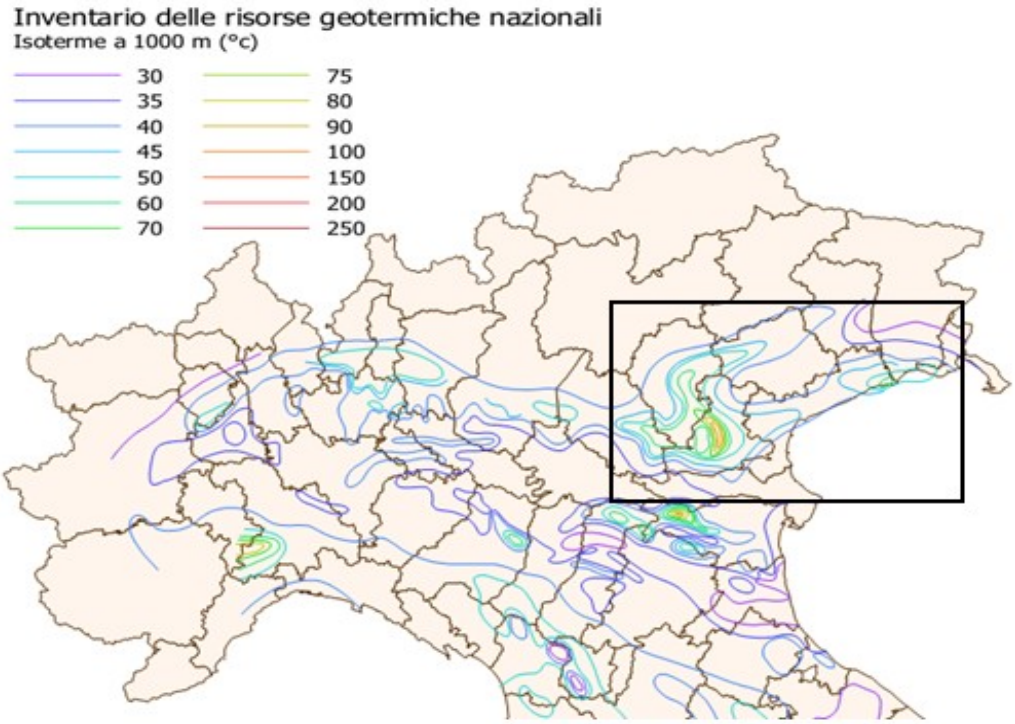


Figura 45: Isoterme a 1000 m che evidenaziano il caso favorevole di anomalia termica del bacino dei colli Euganei e della provincia di Padova [16].

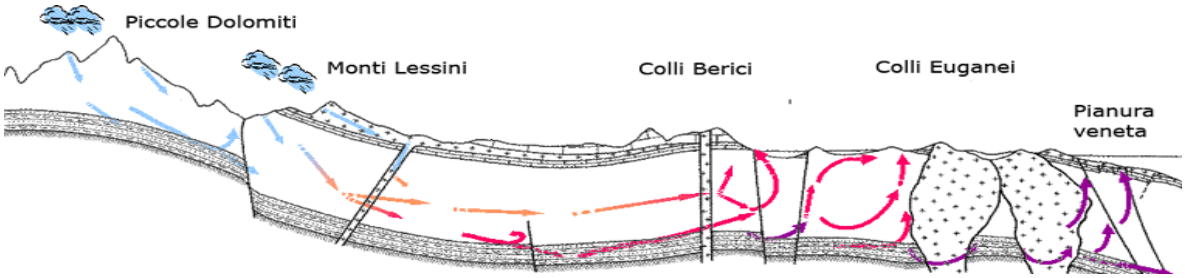


Figura 46: Ciclo idrogeologico dell'area euganea.

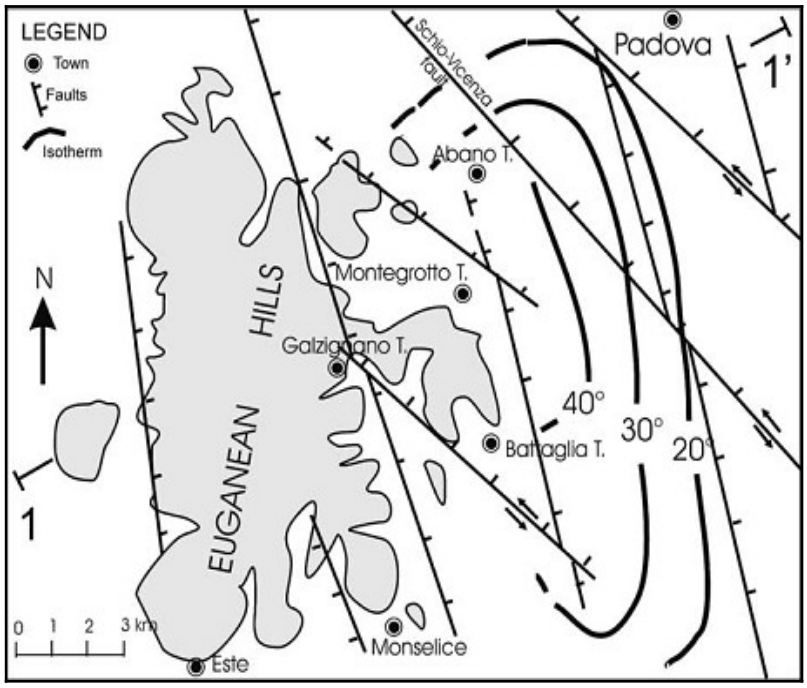


Figura 47: Faglie e isoterme a 150 m di profondità [15].

Uno dei pozzi profondi più vicini a Padova è quello di Vicenza (AGIP 1983) con temperatura di circa 68°C profondo 2146 m e sfruttato per il teleriscaldamento della città con scarico in superficie nel fiume Astichello. Per questa rete è stato presentato un progetto di repowering[10]. A Ferrara sono presenti anche due pozzi utilizzati per il teleriscaldamento della città dal 1990 e profondi rispettivamente 1100 m (Casaglia 1) e 1960 m (Casaglia 2) con una temperatura di produzione intorno ai 100°C. Al 2015 la volumetria servita era di 5,7 Mln mc corrispondenti a circa. il 37% degli appartamenti di Ferrara. L'impianto geotermico è integrato con altre due fonti che sono il termovalorizzatore e le caldaie a gas naturale e raggiunge un fattore di energia primaria non rinnovabile pari a $f_{P,nren}$=0,21 (inferiore dell'80% rispetto a quello del gas naturale $f_{P,nren,\ Gas\ naturale}$=1,05).

Un altro progetto rilevante da citare è quello della città di Vienna portato avanti dalla joint venture deeep tra OMV e Wien Energie [11] e che sta costruendo tre pozzi ad una profondità di circa 3000 metri per ottenere una potenza di 200 MW_{th} e contribuire in maniera significativa alla decarbonizzazione del calore della rete di teleriscaldamento [17].

Tabella 1: Caratteristiche e fattori di energia primaria dichiarati per le reti di teleriscaldamento di Vicenza e Ferrara.

Reti di TLR	**Profondità [m]**	**T a testa pozzo [°C]**	**Altre fonti**	**Fat. En. Primaria non rinnovabile fP,nren [-]**	**Fat. En. Primaria rinnovabile fP,ren [-]**	**Fat. En. Primaria totale fP,tot[-]**	**Rif.**
Vicenza	2146	68°C	Cogenerazione e Caldaie a gas	0,974	0,019	0,993	[18]
Ferrara	1960	100°C	Inceneritore e caldaie a gas	0,21	0,79	1	[19]

10 https://www.cogenera.it/il-repowering-della-centrale-geotermica-di-teleriscaldamento-di-vicenza/
11 https://positionen.wienenergie.at/en/projects/geothermal-plant/

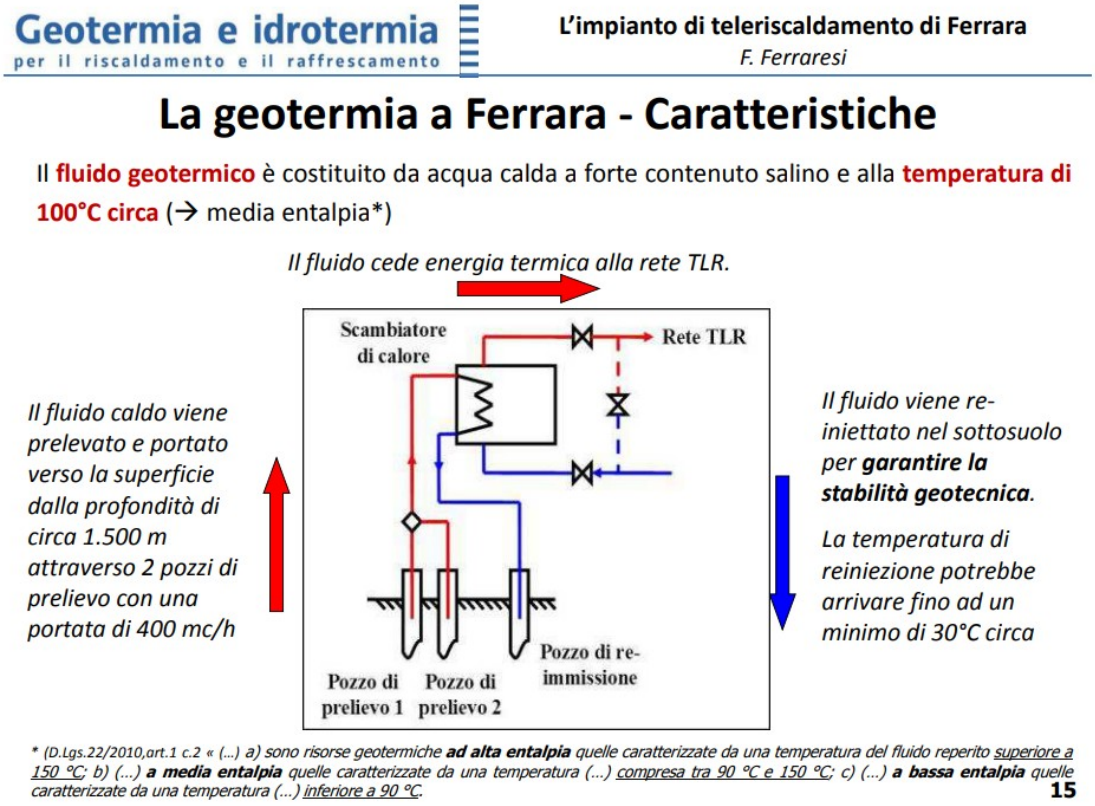


Figura 48: Schematizzazione e caratteristiche dell'impianto di TLR geotermico di Ferrara [20].

Dal punto di vista della **geotermia profonda per uso diretto non ci sono pozzi profondi nella zona di Padova** e sarebbe necessario avviare un'indagine esplorativa. Tuttavia è utile citare il caso del pozzo presso l'orto botanico che ha una profondità di 300 m di cui il prof. A. Galgaro del Dipartimento di Geoscienze dell'Università di Padova ha fornito un riscontro preliminare. Infatti ha evidenziato per tale pozzo la presenza di un'anomalia termica positiva (temperatura di circa 35 °C, contro i 20-25 °C attesi mediamente a tale profondità), che potrebbe eventualmente essere sfruttata per progetti specifici come il riscaldamento di serre.

Dalle isoterme delle tre mappe in Figura 49, Figura 50 e Figura 51 a Padova ci si aspetta di raggiungere una temperatura

- tra 60°C e 45°C a 1000 metri di profondità;
- tra 80°C e 60°C a 2000 metri di profondità;
- tra 110° e 80°C a 3000 metri di profondità;

I valori più alti fanno riferimento alla zona a sud-ovest più vicino ai colli euganei mentre la parte con temperature un po' più basse nella direzione nord-est del territorio patavino. Considerando queste mappe emerge che alle stesse profondità nella zona sud di Padova si potrebbero raggiungere le temperature del pozzo di Vicenza o leggermente più alte. La costruzione di due pozzi, uno di prelievo ed uno di reiniezione sarebbero fondamentali poiché la re-immissione del fluido geotermico eviterebbe problemi di depauperamento della

risorsa. Il solo costo di realizzazione di questi due pozzi profondi circa 3000 metri potrebbe essere stimato pari a 3,5 Milioni di Euro.

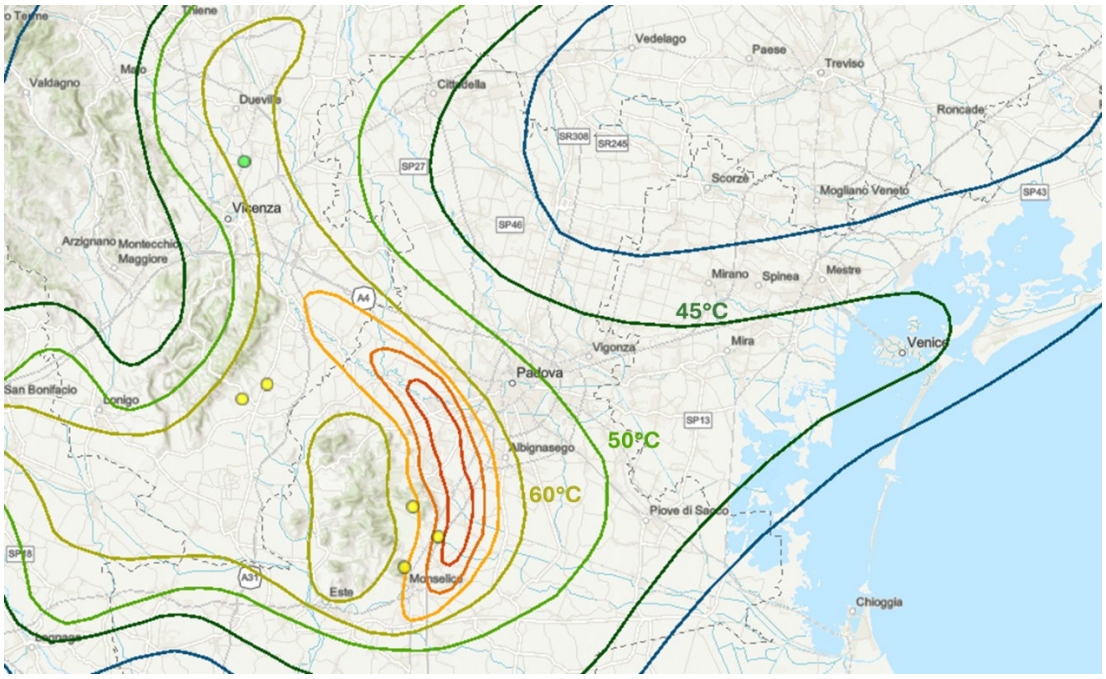


Figura 49: Dettaglio isoterme a 1000 m sulla zona di Padova con pozzi esistenti identificati con cerchi in verde e sorgive in giallo [16].

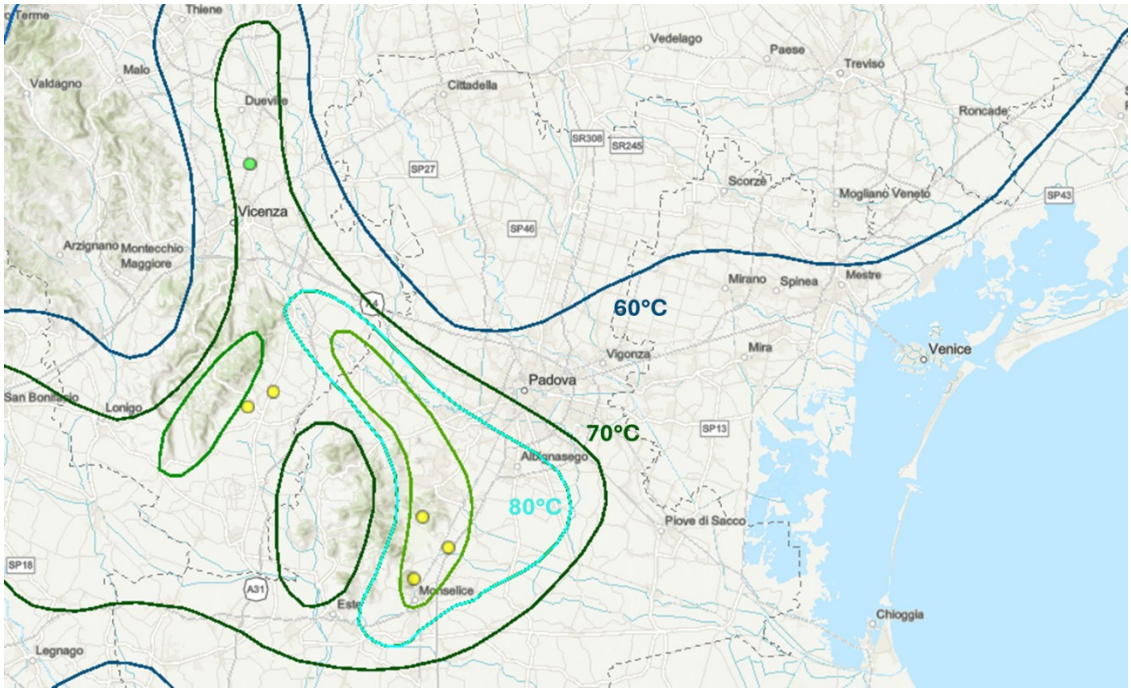


Figura 50: Dettaglio isoterme a 2000 m sulla zona di Padova con pozzi esistenti identificati con cerchi in verde e sorgive in giallo [16].

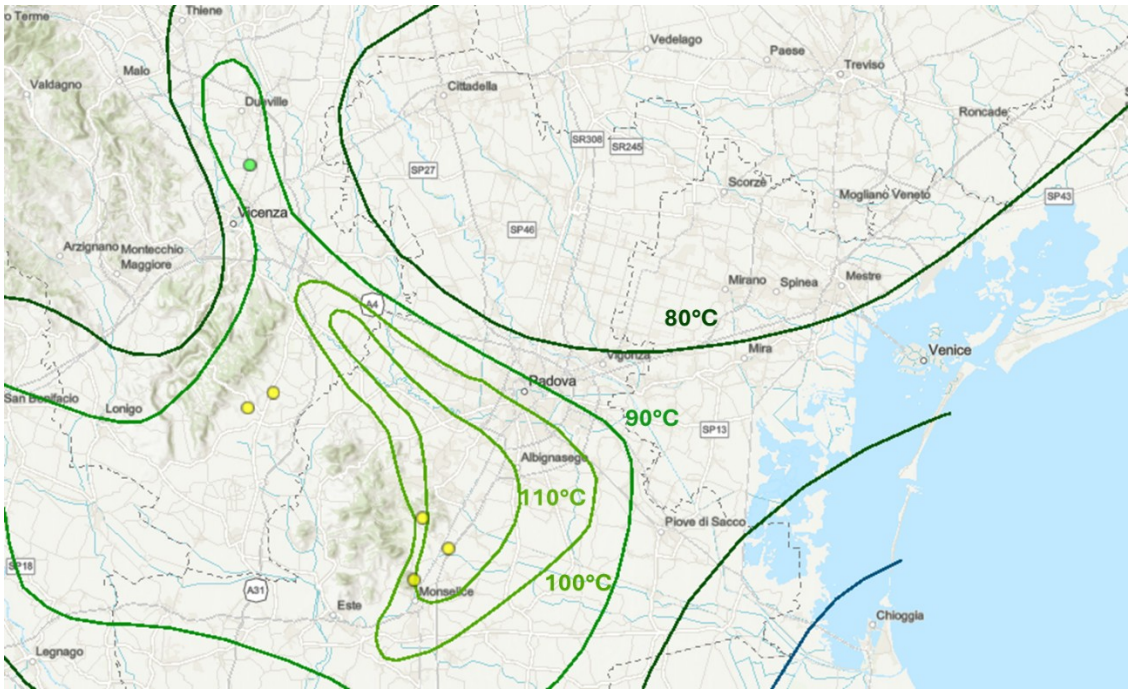


Figura 51: Dettaglio isoterme a 3000 m sulla zona di Padova con pozzi esistenti identificati con cerchi in verde e sorgive in giallo [16].

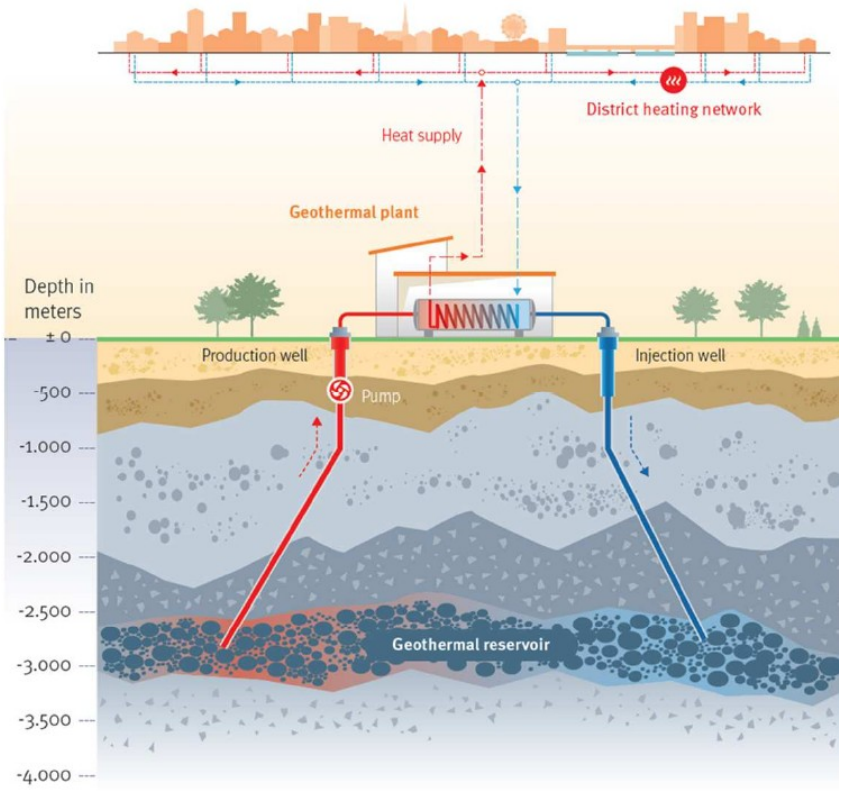


Figura 52: Schema del pozzo di produzione e di rilascio di un sistema geotermico per uso diretto [17].

Tabella 2: Vantaggi e svantaggi dell'energia geotermica profonda per uso diretto [17].

Vantaggi	**Svantaggi**

(+) Disponibile 24 ore su 24, 7 giorni su 7, 365 giorni all'anno; (+) Indipendente dalle condizioni meteorologiche (+) Infinito per gli standard umani (+) CO2 neutro e sostenibile (+) Disponibilità a lungo termine a prezzi stabili (+) Ingombro ridotto e creazione di valore regionale (+) Indipendenza dalle importazioni di energia e risorse fossili	(-) Elevati costi di investimento (-) Rischio di esplorazione (-) Costosi studi di fattibilità (-) Sismicità indotta - Terremoti (-) Gas nei fluidi geotermici (-) Produzione di energia elettrica solo da >140°C (-) Disponibilità locale – non è possibile il trasporto del calore su lunghe distanze

Iter autorizzativi per l'uso della geotermia in Veneto

La Regione del Veneto identifica in risorse geotermiche quelle che "*utilizzano l'energia termica estraibile mediante fluidi geotermici con temperatura, misurata allo strato, maggiore di 15 °C e che prevedono un utilizzo energetico per la produzione di energia elettrica, nonché di calore per usi industriali, agricoli o civili. Inoltre, distingue le risorse geotermiche ad alta entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido superiore a 150°C, a media entalpia quelle con temperatura compresa tra 90 °C e 150°C e a bassa entalpia quelle con temperatura inferiore a 90°C*".

Con riferimento alla Figura 53 e i contenuti ripresi dal sito della regione [21] tali risorse sono classificate sotto il profilo amministrativo in base alla potenzialità termica e alle modalità di reperimento in:

- **piccole utilizzazioni locali di calore geotermico**: ottenute mediante l'esecuzione di pozzi di profondità non superiore a 400 metri per ricerca, estrazione e utilizzazione di fluidi geotermici per potenza termica complessiva non superiore a 2 MW. Sono piccole utilizzazioni locali di calore geotermico anche le sonde geotermiche (scambiatore di calore con il sottosuolo senza prelievo e reimmissione nel sottosuolo di fluidi geotermici).
- **risorse geotermiche di interesse locale**: quelle non classificabili come piccole utilizzazioni locali di calore geotermico né come risorse geotermiche di interesse nazionale.
- **risorse geotermiche di interesse nazionale**. Sono di competenza regionale le funzioni amministrative per le risorse geotermiche ad alta entalpia o quelle con impianti di potenza superiore a 20 MW termici.

Sempre dal sito della regione [21]: "*le piccole utilizzazioni locali di calore geotermico, le risorse geotermiche di interesse locale e le risorse geotermiche di interesse nazionale sono di competenza amministrativa della Regione, tuttavia la gestione amministrativa delle sonde geotermiche ai fini della protezione delle acque sotterranee è delegata alle Province.*

Sono di competenza statale (Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con quello dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) le risorse geotermiche rinvenute nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana e i fluidi geotermici a media e alta entalpia finalizzati alla sperimentazione di impianti pilota di produzione di energia elettrica con reiniezione del fluido geotermico.

Le ***piccole utilizzazioni locali di calore geotermico mediante prelievi di acqua dal sottosuolo e da sorgenti*** *(T> 15 °C) ai sensi del D.Lgs. 22/2010 sono concesse dalla Regione con le modalità previste dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici, di cui al R.D. 1775/1933.*

Le concessioni di derivazione sono rilasciate dal ***Direttore della Direzione Difesa del Suolo e della Costa*** *mentre l'istruttoria viene svolta dal Genio Civile competente per territorio con le procedure previste dal citato regio decreto.*

Gli impianti di potenza inferiore a 1 MW sono esclusi, ai sensi dell' art. 10 comma 7 del D.Lgs. 22/2010, dalle procedure regionali di verifica di assoggettabilità ambientale.

Le autorizzazioni per le ***piccole utilizzazioni locali di calore geotermico senza prelievo di acqua dal sottosuolo (sonde geotermiche)*** *sono rilasciate dalle Province. Sono escluse dalle procedure di verifica di assoggettabilità ambientale".* Infatti dal sito della Provincia di Padova[12] emerge che secondo quanto stabilito dalla Regione Veneto all'articolo 31 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano di Tutela delle Acque (approvato con la Deliberazione del Consiglio Regionale n. 107 del 5 novembre 2009 e successive modifiche), è compito della Provincia rilasciare l'autorizzazione per l'installazione di impianti di scambio termico che non prevedano il prelievo e/o la re-immissione di acqua di falda.

Viene citato che la Regione del Veneto sta elaborando un regolamento unico valido per tutto il territorio regionale. In attesa della sua approvazione, la Provincia di Padova autorizza generalmente l'installazione di sonde geotermiche a circuito chiuso, a condizione che all'interno delle sonde venga utilizzata esclusivamente acqua come fluido termovettore o in via eccezionale con miscela acqua e glicole propilenico in concentrazione non superiore al 20%. Purtroppo non è stato possibile risalire a un regolamento provinciale ma si sottolinea che che per impianti con potenza termica importante (es. pari o superiore a 50 kW per la Provincia di Treviso[13], e 100 kW per la Provincia di Venezia[14]), potrebbe essere richiesta la presentazione di un'analisi di impatto termico nel sottosuolo valutando le caratteristiche e l'estensione massima del campo perturbato rispetto alle condizioni indisturbate.

Per ogni intervento, la Provincia richiede obbligatoriamente il parere della Soprintendenza Archeologica di Padova. Inoltre, per i Comuni dell'Alta Padovana, dove le risorse idriche sotterranee sono destinate ad uso acquedottistico, è necessario acquisire anche il parere del Consiglio di Bacino Brenta di Cittadella. Infine, se l'impianto è localizzato nell'area termale (comuni di Abano Terme, Arquà Petrarca, Baone, Battaglia Terme, Due Carrare, Galzignano

12 https://www.provincia.pd.it/sonde-geotermiche-0
13https://www.provincia.treviso.it/index.php/it/statuto-e-regolamenti/444-regolamentosondegeotermiche/file
14 https://ambiente.cittametropolitana.ve.it/sites/default/files/scambio_termico.pdf

Terme, Monselice, Montegrotto Terme, Teolo e Torreglia), è richiesto anche il parere della Gestione Unica del Bacino Idrominerario Omogeneo dei Colli Euganei (B.I.O.C.E.).

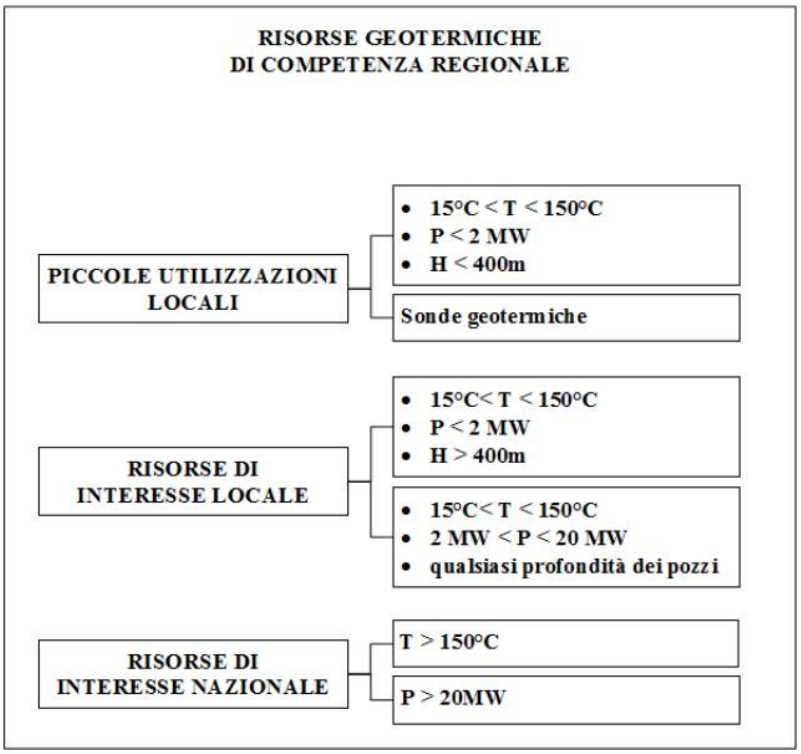


Figura 53: Risorse geotermiche di competenza della regione del Veneto [21].

È stato fatto un tentativo per mettersi in contatto con la Struttura di riferimento regionale – (Area Tutela e Sicurezza del Territorio, Direzione Difesa Suolo e della Costa) ma purtroppo non è stato ricevuto nessun riscontro prima della consegna di questo studio.

Conclusioni

L'analisi condotta in questo capitolo ha permesso di approfondire la relazione tra la pianificazione urbana e gli aspetti energetici, evidenziando come una lettura integrata dei dati spaziali possa supportare scelte strategiche più consapevoli. Attraverso l'esame del Piano degli Interventi del Comune di Padova e l'impiego di strumenti GIS e dati geospaziali pubblici, è stato possibile delineare un quadro dettagliato delle zone con maggiore domanda energetica e delle potenzialità di approvvigionamento da sonde geotermiche su tutta la scala urbana.

Dal punto di vista politico è importante evidenziare alcuni segnali di apertura con nuove iniziative regionali negli ultimi anni. Infatti dal Nuovo Piano Energetico della Regione Veneto (NPER - 2025) [22] si evince che in regione il contributo della geotermia in generale risulta molto limitato al 2012 ma con buone prospettive di crescita al 2030 (+42%). Le linee di intervento identificate sono però una legata all'incentivazione per la realizzazione di sistemi geotermici a bassa entalpia e l'altra (D.1.4-7) ad avviare attività di ricerca volta alla

realizzazione di sistemi geotermici ad alta entalpia. Si riporta comunque un breve estratto del piano molto rilevante ai fini di questo studio:

"Si intende riconoscere alla geotermia un ruolo importante nella diversificazione delle fonti rinnovabili in Veneto, data la sua capacità di garantire una produzione costante e a basso impatto territoriale, anche mediante l'individuazione di aree vocate allo sfruttamento della geotermia a bassa e media entalpia, con particolare attenzione ai distretti industriali e ai sistemi di teleriscaldamento urbano.

In questa prospettiva la Regione promuove, anche attraverso specifici incentivi, la realizzazione di impianti geotermici e progetti pilota in collaborazione con enti di ricerca e imprese locali" [22].

Una prima iniziativa interessante che è partita di recente è TREASURE (TeRmale EugAneo SalvagUaRdia e tutela del giacimEnto termale) il programma di monitoraggio del bacino termale euganeo, finanziato dalla Regione Veneto, finalizzato alla salvaguardia e tutela del giacimento termale. Il programma è stato approvato con D.G.R. n. 784 del 12/07/2024 [23] ed è frutto dell'Accordo di collaborazione tra Regione del Veneto, Università di Padova Dipartimento di Geoscienze e Gestione Unica del Bacino Idrominerario Omogeneo dei Colli Euganei (BIOCE), con il quale si prevede lo stanziamento da parte della Regione di una somma pari a 230.000 euro. Dal comunicato della regione [24] si evince l'impegno politico di approfondire le conoscenze scientifiche sul bacino dei Colli Euganei per valorizzarne l'impiego non solo per finalità terapeutiche, ma anche ad altri usi energetici. Il 18 Febbraio 2025 è stato aperto un avviso esplorativo per l'approvazione di progetti geotermici sperimentali (con realizzazione di nuovi pozzi o utilizzo di esistenti) che prevedeva la raccolta di manifestazione di interesse anche da Enti pubblici, società legalmente costituite o ditte individuali entro 90 giorni dalla data di pubblicazione[15].

Nel complesso, il capitolo dimostra come un approccio territoriale e basato su dati aperti possa supportare efficacemente studi di fattibilità energetica, fornendo elementi utili alla definizione di strategie integrate per la transizione energetica urbana. Tra le varie fonti rinnovabili l'attenzione si è concentrata soprattutto sull'utilizzo della risorsa geotermica ed in particolare sui vincoli e disponibilità di spazio per l'implementazione di sonde geotermiche verticali a circuito chiuso.

In particolare, l'individuazione di pattern spaziali tra domanda e risorse disponibili offre un contributo concreto alla pianificazione energetica locale, ponendo le basi per una progettazione orientata all'efficienza e alla sostenibilità. La stima del fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento, unita alla valutazione della disponibilità di fonti come il calore di scarto o il potenziale geotermico, rappresenta un passaggio fondamentale per l'impostazione di scenari di intervento coerenti con le specificità territoriali e simulati in manier più dettagliata nei capitoli successivi.

15 https://sharing.regione.veneto.it/index.php/s/Md59Cwmf2qXHTQ2

Capitolo 3: Creazione del gemello digitale urbano per la stima dettagliata della domanda e disponibilità di calore

In questo capitolo vengono presentate le aree più promettenti per lo sviluppo delle reti di TLR emerse nel capitolo precedente. In particolare viene presentato come sono stati individuati e modellati in dettaglio alcuni distretti tramite l'approccio del gemello digitale. Per ciascun distretto infatti sono stati ricavati i profili orari di domanda di riscaldamento, mediante simulazioni energetiche dinamiche, che tengono conto delle caratteristiche dell'involucro edilizio, dei sistemi di emissione e degli orari di utilizzo. Infine, considerando la lunga durata delle infrastrutture di TLR (circa 50 anni), è stato valutato anche l'impatto futuro dell'aumento delle temperature esterne, dovuto ai cambiamenti climatici, sulle domande di riscaldamento e raffrescamento e che potrebbe essere un fattore di rischio da tenere conto nella redazione di un business plan.

Definizione dell'anno di costruzione del parco immobiliare

L'anno di costruzione di un edificio rappresenta un'informazione fondamentale quando si analizza la **trasmittanza termica** delle sue strutture. Esso costituisce, infatti, un indicatore indiretto ma molto significativo delle caratteristiche costruttive e prestazionali dell'immobile.

In primo luogo, ogni epoca è stata contraddistinta da specifiche normative in materia di efficienza energetica, che hanno progressivamente imposto requisiti più stringenti sui valori massimi di trasmittanza ammissibili. Un edificio realizzato prima della metà degli anni Settanta, ad esempio, risulta di norma privo di isolamento termico, poiché la normativa di riferimento (legge 373/1976) non era ancora stata emanata. Con il passare del tempo, e in particolare **a partire dalla legge 10/1991** fino ai successivi decreti legislativi in recepimento delle direttive europee, i criteri di progettazione si sono affinati, determinando l'adozione di materiali e tecniche costruttive **sempre più orientate al risparmio energetico**.

In secondo luogo, **l'anno di costruzione consente di comprendere quali materiali e quali sistemi costruttivi** fossero maggiormente utilizzati in quel periodo storico. Le murature in laterizio pieno, i blocchi forati, i successivi laterizi alveolati o l'introduzione dei cappotti esterni rappresentano soluzioni che si sono diffuse in momenti diversi, e che determinano trasmittanze sensibilmente differenti.

In assenza di documentazione tecnica o di rilievi diretti sulla stratigrafia delle strutture, l'anno di costruzione rappresenta dunque un parametro guida: **consente di ricondurre l'edificio a una tipologia costruttiva not**a e di stimarne **valori di trasmittanza verosimili**, utile per stimare i consumi energetici degli edifici. Non costituisce quindi soltanto un dato anagrafico,

ma un elemento chiave per comprendere il livello di isolamento termico intrinseco, l'evoluzione delle tecniche costruttive applicate e l'adeguatezza energetica dell'edificio rispetto agli standard attuali.

In assenza di dati dettagliati dal catasto o di altre banche dati per un numero così elevato di edifici, l'approccio utilizzato in questo studio è stato di tipo statistico considerando le informazioni fornite dalle bache dati di ISTAT **georeferenziando i dati del 2011 con dati specifici sull'anno di costruzione degli edifici per unità censuaria**. Questo set di dati contiene per ogni unità censuaria il numero di edifici per epoca di costruzione e ha permesso di **stimare l'anno di costruzione medio per unità censuaria** facendo una media pesata. Il risultato ottenuto è riportato nella Figura 54 e ha permesso di assegnare nel modello dettagliato le stesse caratteristiche termofisiche degli edifici ricadenti nella medesima unità censuaria.

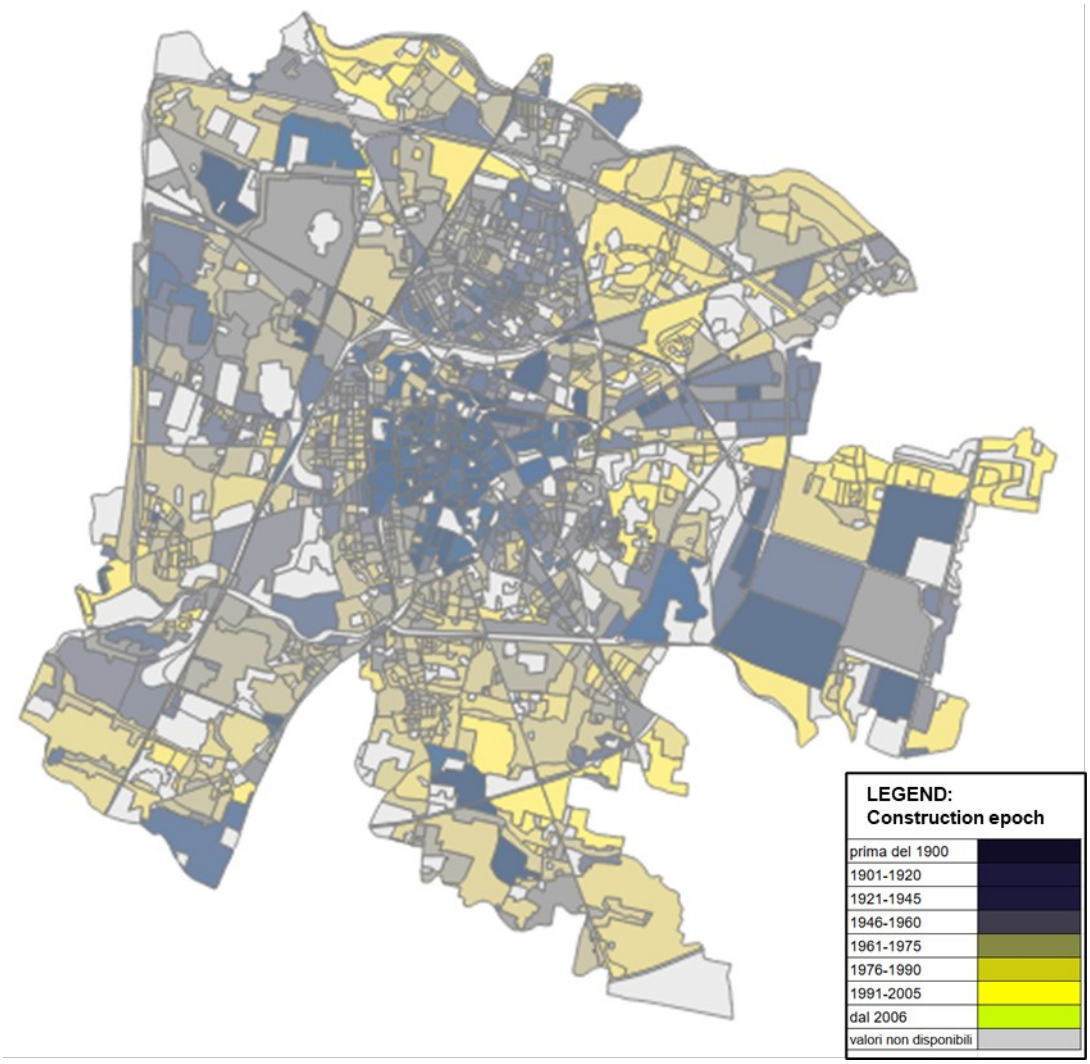


Figura 54: Mappa GIS con l'identificazione dell'anno di costruzione medio per ogni unità censuaria.

Identificazione dei quartieri più rilevanti e degli edifici con impianto di riscaldamento centralizzato

Nel 2022 **ANACI Padova**, l'associazione degli amministratori di condominio, ha avviato insieme all'**Istituto Tecnico Belzoni** un progetto originale per capire meglio quanta CO_2 producono gli edifici della Città di Padova. L'idea è stata quella di partire da dati molto concreti: i consumi di metano delle caldaie condominiali, forniti dai gestori energetici locali.

Gli studenti del Belzoni hanno avuto un ruolo centrale: hanno raccolto, ordinato e rielaborato questi dati per oltre **2.500 edifici**, costruendo un **database georeferenziato** che, per la prima volta, ha permesso di disegnare una sorta di "mappa del respiro" della città. Ne è emerso che i livelli più alti di emissioni si concentrano nel centro storico, dove gli immobili sono più vecchi e meno efficienti.

Il risultato non è rimasto un esercizio accademico: ANACI ha tradotto i dati in una **mappa tematica a colori** (dal verde al rosso) che permette di individuare a colpo d'occhio quali condomini consumano di più e dove conviene intervenire, ad esempio sostituendo le caldaie obsolete o migliorando l'isolamento degli edifici.

Nel contesto di questa iniziativa **ANACI Padova è stata coinvolta come stakeholder rilevante** con la presentazione di questo studio sul teleriscaldamento e su alcuni aspetti formativi per gli amministratori in due riunioni mensili del 7 Aprile e del 9 Giugno 2025 coinvolgendo una platea di circa cinquanta amministratori di condominio.



Figura 55: Presentazione dell'iniziativa dello studio sul teleriscaldamento presso l'assemblea del 7 Aprile di ANACI Padova.

Grazie alla getilezza e disponibilità del Presidente Onorario Giorgio Cambruzzi e il Presidente Alfredo Gambato è stato possibile ricevere la copia cartacea di questo studio. I risultati complessivi riportati in Figura 57 mostrano che **il 91% degli edifici ha delle emissioni inferiori a 54 tCO_2 all'anno**. Dalle mappe riportate in questo studio e riportate di seguito è stato utile identificare quei edifici residenziali che hanno un impianto di generazione centralizzato per i quartieri con maggiore densità di calore superficiale come il quartiere Guizza a sud, il quartiere Arcella a nord e il centro storico.



Figura 56: Copertina dello studio di ANACI Padova e dell'ISTITUTO BELZONI di Padova.

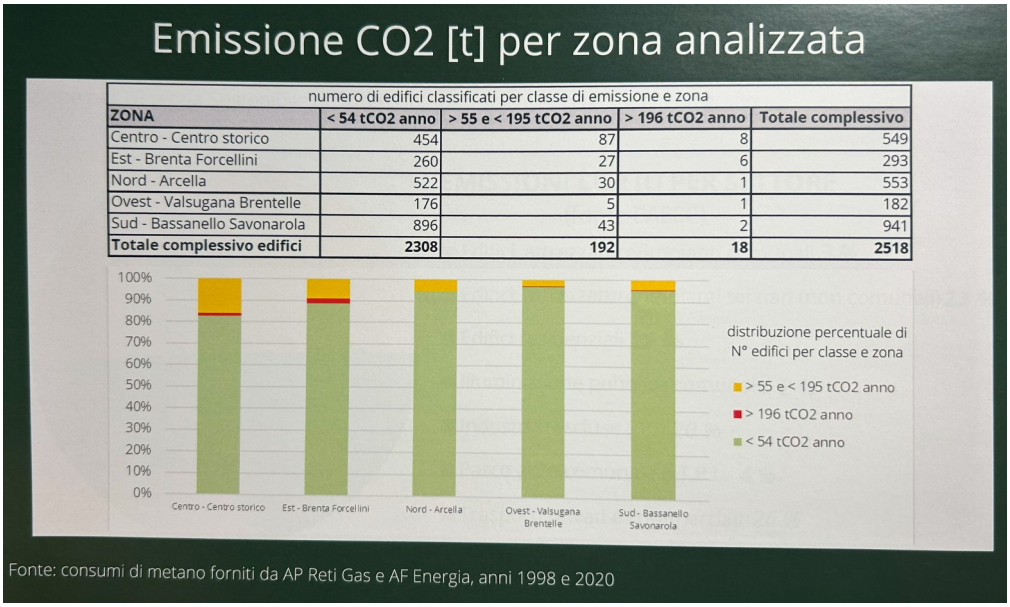


Figura 57: Numero assoluto e distribuzione percentuale del numero degli edifici per calsse di emissione e zona.

	GAS				GASOLIO				OLIO COMBUSTIBILE			
QUARTIERE	P<=35	35<P<=350	P>350	TOT. GAS	P<=35	35<P<=350	P>350	TOT. GASOLIO	P<=35	35<P<=350	P>350	TOT. OLIO
1 - CENTRO STORICO	12822	1562	225	14609	0	231	71	302	0	8	12	20
2 - NORD	11369	1138	52	12559	0	253	10	263	0	10	0	10
3 - EST	13401	1644	191	15236	1	202	27	230	0	5	3	8
4 - SUD - EST	14484	1404	54	15942	1	286	2	289	0	14	2	16
5 - SUD - OVEST	10045	852	46	10943	1	133	4	138	0	9	0	9
6 - OVEST	9859	688	33	10580	0	145	7	152	0	4	2	6
Tot. Per potenza	71980	7288	601	79869	3	1250	121	1374	0	50	19	69

Figura 58: Distribuzione degli impianti termici nel comune di Padova, suddivisi per tipologia di combustibile, per potenzialità e per quartiere (intorno al 2008) [25].

Un censimento degli impianti di generazione nella città di Padova è stato riportato nel Piano di Assetto del Territorio del Comune di Padova – Valutazione Ambientale Strategica consegnato nel 2009 [25]. Già all'epoca il 98% degli impianti erano a gas, ma c'era una quota rilevante di impianti tra i 35 e i 350 MW funzionante a gasolio, soprattutto nel centro storico.

La **Guizza**, collocata nella zona sud-est di Padova, estende il proprio territorio dal Bassanello fino al confine con Albignasego. È attraversata dal tram e vi si si trova il capolinea sud, rappresentando uno snodo cruciale per il traffico proveniente dalla parte meridionale della provincia. Il quartiere è prevalentemente residenziale, con edifici di varia età — soprattutto appartamenti con due o tre camere, oltre a villette bifamiliari. Attivo da anni, il quartiere ha visto nascere il suggestivo Parco dei Salici e sono in corso i lavori per un nuovo parco metropolitano. I condomini con impianto centralizzato sono collocati principalmente nella zona nord del quartiere ma soprattutto nella parte Ovest. Alcuni sono concentrati nella parte a sud-est. Poiché si è tentuo in considerazione il fatto di limitare possibili attraversamenti della linea del tram la zona che è stata approfondita nel successivo capitolo è tutta la parte Ovest. Dallo studio di ANACI Padova le emissioni annuali degli edifici da loro mappati ammontano a 20.946 tonnellate di CO2.



Figura 59: Edifici del quariere Guizza con impianto centralizzato ed emissioni maggiori di 55 tCO_2 anno a destra e inferiori di di 55 tCO_2 anno a sinistra.

L'**Arcella**, collocata a nord del centro storico a ridosso della ferrovia, è una "città nella città" di circa 6,7 km² con circa 40 000 abitanti, densamente popolata e caratterizzata da una forte stratificazione storica e sociale. Il tessuto edilizio è sorto preponderantemente tra gli anni '50 e '70, con edifici residenziali di media altezza: condomini, case bifamiliari, bilocali e villette sviluppate in modo disomogeneo, affiancati da soluzioni residenziali più recenti. Negli ultimi anni il quartiere è stato oggetto di iniziative di rigenerazione urbana — da street art a progetti "Hub Arcella 2030" — per rafforzare i servizi, la mobilità, gli spazi pubblici e l'identità comunitaria. Dallo studio di ANACI Padova le emissioni annuali degli edifici da loro mappati ammontavano a 13.859 tonnellate di CO2.



Figura 60: Edifici del quariere Arcella con impianto centralizzato ed emissioni maggiori di 55 tCO2 anno a destra e inferiori di di 55 tCO2 anno a sinistra.

Il **centro storico** di Padova è uno dei più estesi d'Europa, racchiuso dalle mura rinascimentali e caratterizzato da piazze monumentali (come Piazza delle Erbe, della Frutta e dei Signori), palazzi storici, chiese medievali e università tra le più antiche al mondo. Prevalgono edifici di origine medievale e rinascimentale, spesso con portici continui, palazzi nobiliari, case-torri e corti interne, affiancati da interventi ottocenteschi e novecenteschi che ne rispettano l'impianto storico. È il cuore culturale e commerciale della città, con un tessuto denso che integra abitazioni, botteghe, uffici e spazi pubblici, mantenendo una forte identità urbana e architettonica che lega la tradizione al presente. Dallo studio di ANACI Padova si segnala la presenza di sistemi di generazione obsoleti e le emissioni annuali degli edifici da loro mappati ammontavano a 19.634 tonnellate di CO2.

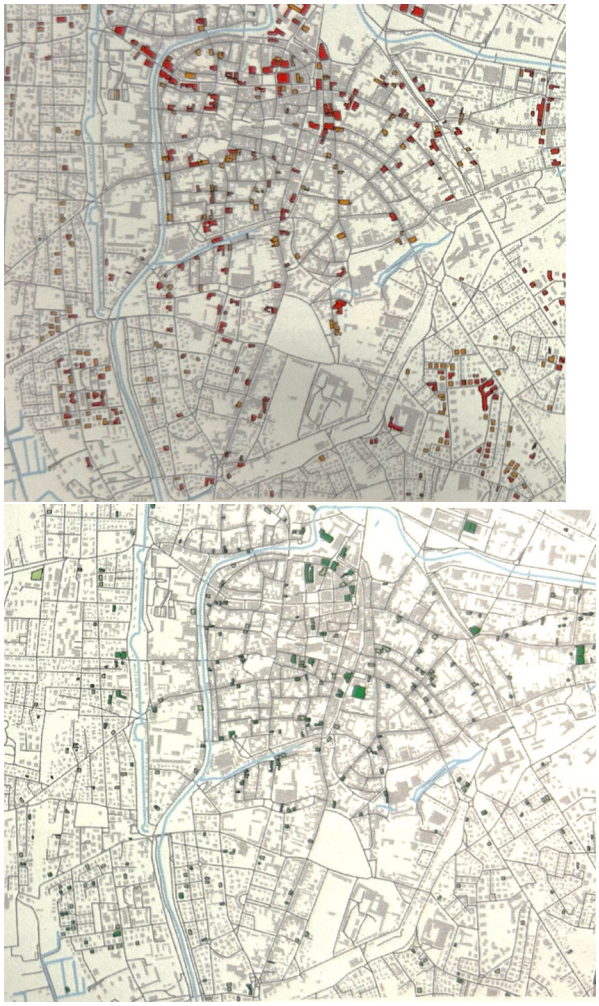


Figura 61: Edifici del centro storico con impianto centralizzato ed emissioni maggiori di 55 tCO2 anno a destra e inferiori di di 55 tCO2 anno a sinistra.

Altri quartieri modellati e considerati negli scenari delle reti di teleriscaldameno descritti nel Capitolo 4 sono:

- Il **quartiere Sant'Osvaldo** che si trova a sud-est del centro di Padova, in prossimità dell'ospedale e delle facoltà universitarie scientifiche, con una forte presenza di studenti e personale sanitario. Il tessuto edilizio è prevalentemente residenziale, costituito da condomini costruiti tra gli anni '60 e '80, case unifamiliari e piccole

palazzine, con qualche intervento recente di riqualificazione. Combina una vocazione residenziale con la forte influenza del vicino polo universitario e ospedaliero.

- La **Zona Industriale Sud di Padova**, sviluppata dagli anni '50, è una delle aree produttive più estese d'Europa (oltre 10 milioni di m^2), collocata tra il canale Roncajette e l'autostrada A13, connessa logisticamente ai principali assi viari. Prevalgono capannoni industriali e logistici di grandi dimensioni, magazzini, stabilimenti manifatturieri e sedi direzionali, spesso organizzati in lotti regolari con ampi spazi per la movimentazione merci. Questa è stata scelta in accordo con il Comune di Padova poiché è stato approfondito il **potenziale di recupero del calore di scarto dallo stabilimento di Acciaierie Venete** e dal **datacenter di InfoCamere** oltre all'utilizzo del **depuratore Cà Nordio** come risorse potenziali per alimentare una rete di TLR locale.

In accordo con il Comune di Padova sono stati esclusi ulteriori approfondimenti sulla Zona Industriale Nord e del quartiere in forte espansione di Padova Est per il fatto che è in corso un altro studio più approfondito per il collegamento dell'inceneritore al nuovo Ospedale di Padova e che dovrebbe entrare in esercizio all'incirca nel 2030.

Costruzione del digital twin geometrico ed energetico

Per raggiungere questo obiettivo, è stato utilizzato il software commerciale IES Intelligent Community Design (iCD). iCD è uno strumento specializzato **nella simulazione di interi quartieri e può fornire un'analisi energetica rapida e scalabile per l'intera area** e generare report sull'impatto delle decisioni e dell'implementazione delle misure. iCD consente la simulazione di interventi e scenari climatici futuri su periodi prolungati, consentendo un'efficace pianificazione a lungo termine. Inoltre, in iCD è possibile eseguire ulteriori analisi integrando altre metriche di sostenibilità, come il consumo di acqua e il potenziale solare fotovoltaico. Attraverso i suoi strumenti di visualizzazione 3D, iCD promuove la comunicazione e la collaborazione tra gli stakeholder. A tal fine, il modello 3D di iCD, collegato ai risultati delle simulazioni, può essere caricato sulla piattaforma iCIM, uno strumento web per condividere i risultati delle simulazioni anche con utenti non esperti.

La visualizzazione dei singoli edifici è analoga a quella riportata in Figura 62 mentre la visualizzazione di un quartiere completo prima e dopo la selezione di quelli idonei al collegamento della rete di teleriscaldamento è riportata nella Figura 63. **Per costruire la volumetria degli edifici sono stati utilizzati le informazioni georeferenziate fornite dal Comune di Padova facendo riferimento all'altezza volumetrica.** La costruzione di un modello geometrico affidabile è fondamentale nel calolo del fabbisogno energetico poiché a parità di isolamento e di temperatura interna/esterna, un edificio con rapporto superficie esterna (disperdente) e volume più basso (cioè più compatto) disperderà meno calore.

Considerati tutti i vincoli principali illustrati nel Capitolo 2, evitando soprattuto a quelle vie dove sono già presenti o sono in fase di costruzione le linee del tram e in cui lo spazio rimanente su strada è di fatto già saturo da tutti i sottoservizi esistenti, sono stati selezionati

gli edifici candidabili all'allaccio ad una rete di teleriscaldamento. Infatti, partendo dalle zone a medio e alto potenziale cioè con **densità di calore superficiale maggiore di150 TJ/anno per km²** (vedi Figura 32) è stata fatta un'ulteriore selezione tenendo conto degli edifici già predisposti con impianto centralizzato e identificati nello studio di ANACI Padova. Tuttavia, non avendo certezza sulla completezza degli edifici mappati da questo studio, dopo una verifica puntuale **il criterio adottato è stato quello di considerare tutti gli edifici con almeno quattro piani predisposti con impianto di generazione con caldaia a gas centralizzato e quindi idoneo ad un allacciamento ad una rete di teleriscaldamento.**

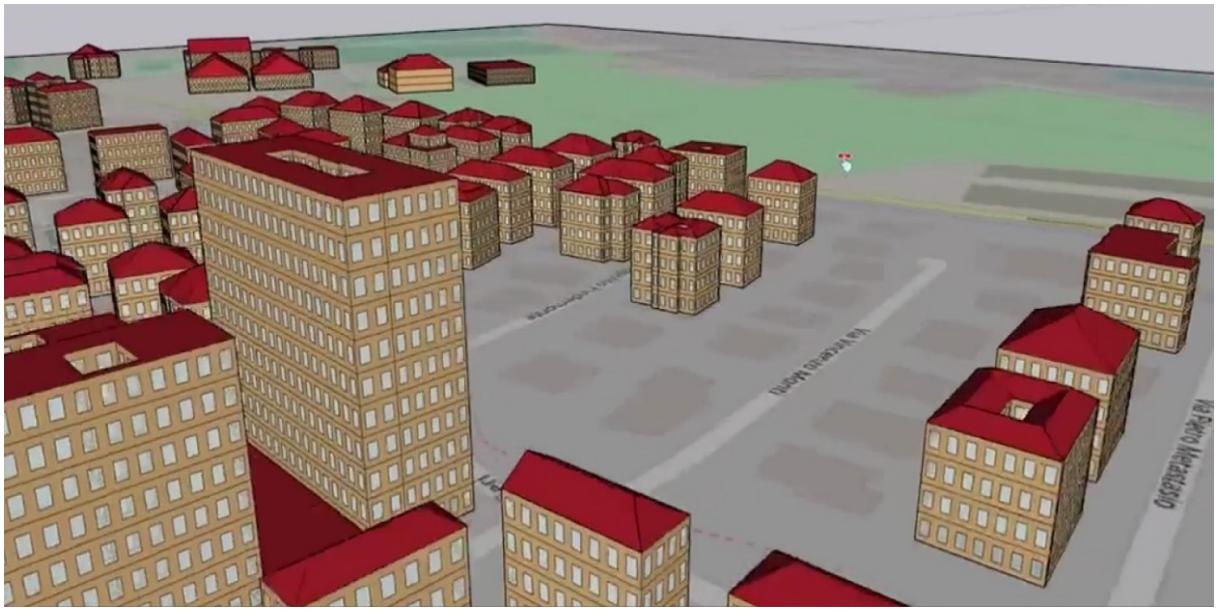


Figura 62: Modello geometrico degli edifici creato con il tool IES iCD.

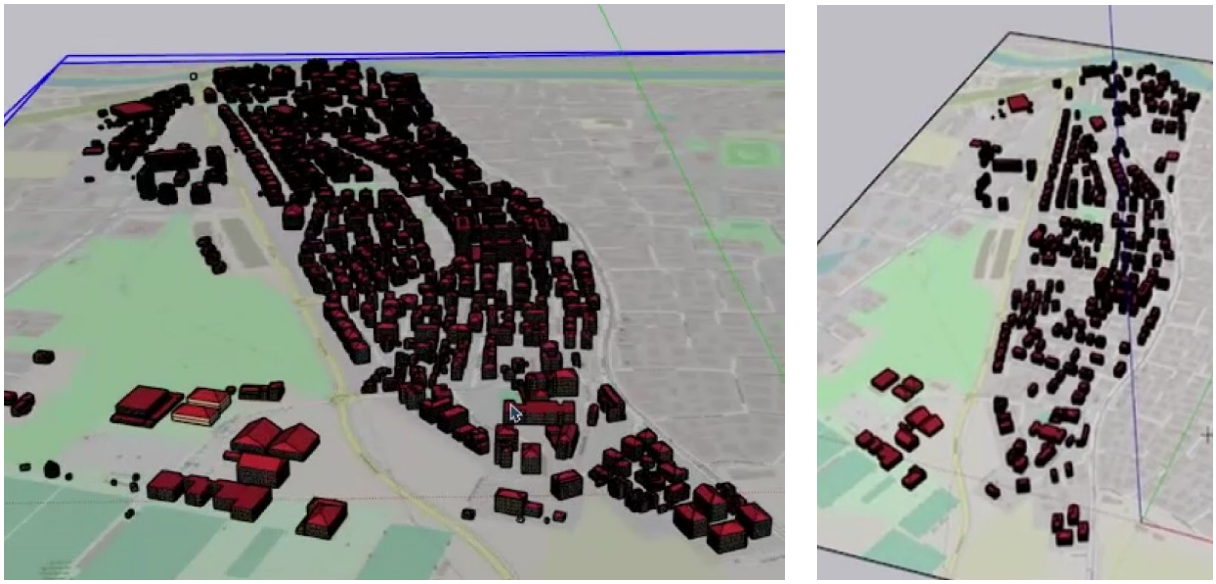


Figura 63: Modello geometrico di tutta l'area ovest del quartiere Guizza (a sinistra) ed identificazione di quelli idonei alla connessione al teleriscaldamento (destra) secondo il criterio adottato (edifici con almeno 4 piani).

Definizione del file climatico di e calcolo dei consumi specifici di riscaldamento per il 2025 e il 2050

Il file meteorologico utilizzato fa riferimento alla stazione meteo di Venezia – Tessera (località più vicina) e per la stima dei carichi sono stati valutati due scenari temporali distinti per valutare l'impatto del cambiamento climatico sulla futura vendita di energia termica: un riferimento attuale con anno tipico di riferimento degli ultimi 10 anni (TMY 2025) e una proiezione climatica per il 2050 (provenienti da uno dei più affidabili modelli disponibili in letteratura[16])come mostrati nella Figura 64. Per ciascuno sono riportati nella Tabella 3 i valori estremi e la media annuale della temperatura dell'aria (°C). Quello che emerge è che:

- la temperatura minima aumenterà di **+2,9 °C** passando da −5,80 °C a −2,90 °C.
- la massima registrerà un incremento marcato di **+6,8 °C** (da 33,6 °C a 40,40 °C).
- la temperatura media annua aumenterà di **+2,93 °C** (da 13,1 °C a 16,1 °C).

Tabella 3: Valori estremi e la media annuale della temperatura dell'aria (°C) dei file climatici di riferimento.

	Temperatura TMY 2025 [°C]	Temperatura 2050 [°C]
MIN	-5,8	-2,9
MAX	33,6	40,4
MEDIA	13,1	16,1

Il file meteorologico con caratteristiche termometriche tipiche continentali della pianura padana evidenzia una tendenza di riscaldamento significativo verso il 2050, con un **aumento particolarmente pronunciato delle temperature massime** (+6,80 °C). Questo sicuramente avrà un impatto sui carichi termici: **ci si aspetta un aumento significativo della domanda di raffrescamento estivo e dei carichi di picco associati**. Parallelamente, l'innalzamento delle minime e della media annua **ridurrà i carichi di riscaldamento invernali medi**, ma non elimina la necessità di valutare ancora i picchi invernali per la resilienza impiantistica.

Le maggiori temperature estive potranno richiedere una revisione del dimensionamento dei gruppi frigoriferi, della ventilazione meccanica e dei sistemi di gestione (set-point, controllo della ventilazione notturna, free-cooling). Il marcato aumento delle temperature massime incrementa il rischio di surriscaldamento degli ambienti non adeguatamente schermati o con bassa inerzia termica. Per questo motivo sarà necessario dare maggiore rilievo a misure passive per il controllo estivo (schermature mobili o integrate, vetri a controllo solare, ventilazione naturale/ibrida), oltre che a soluzioni di accumulo termico e gestione intelligente delle aperture per ridurre la dipendenza dal raffrescamento attivo.

Altre necessità su scala più ampia riguarderanno scelte progettuali volte alla **mitigazione dell'isola di calore urbano** e al rafforzamento della resilienza degli edifici.

16 CCWorldWeatherGen

Nonostante questi aspetti rilevanti sulle maggiori necessità di raffrescamento estivo, ai fini di questo studio sono stati presi in considerazione **solo i carichi di riscaldamento invernale e acqua calda sanitaria.** Questa scelta è motivata dai seguenti punti:

- le aree con maggiore densità di fabbisogno di calore identificate precedentemente sono caratterizzate da una **destinazione d'uso prettamente residenziale**;
- il patrimonio edilizio analizzato per queste aree è di fatto **saturo di edifici esistenti** con piccole aree di nuova urbanizzazione identificate riportate in Figura 28 (considerando i limiti di consumo di suolo) e di conseguenza trascurate negli scenari simulati in questo studio ma che potrebbero essere tenute in considerazione per il collegameto ad una rete di teleriscaldamento in fase di progettazione e pianificazione;
- gli **edifici esistenti considerati potrebbero allacciarsi facilmente ad una rete di teleriscaldamento** grazie alla perdisposizione esistente sostituendo la caldaia centralizzata con una sottostazione di teleriscaldamento;
- la maggioranza degli edifici residenziali esistenti, costruiti in epoche non recentissime, **non hanno terminali di emissione** (tipo pavimento radiante o fancoil) **e sistema di distribuzione centralizzato per la fornitura di energia termica per il raffrescamento.** Questo fabbisogno molto probabilmente continuerà ad essere coperto sempre di più da sistemi di condizionamento individuale come condizionatori split. Diversamente potrebbe essere il caso di **grossi edifici non residenziali e zone commerciali** (vedi zona Stanga e via Venezia) dove **il carico di raffrescamento potrebbe essere coperto con pompe di calore/chiller collegati ad una rete di quinta generazione** oppure **con sistemi a pompa di calore ad assorbimento** dedicati alimentati da una rete di teleriscaldamento tradizionale ad alta temperatura.
- Il **carico di acqua calda sanitaria dipende pochissimo dalle condizioni climatiche esterne** ed è stato considerato costante durante tutto l'anno e nei due scenari climatici. Non avendo a disposizione informazioni dettagliate, **tutti gli edifici candidati ad allacciati alla rete sono stati considerati provvisti di sistema di distribuzione centralizzato dell'acqua calda sanitaria e quindi, anche questo carico che risulta piuttosto basso in estate, è stato considerato coperto dalle reti di teleriscaldamento** aumentando le vendite di calore e il numero di ore equivalenti di funzionamento dei sistemi di generazione. Tuttavia è importante segnalare che alcuni condomini con impianto di riscaldamento centralizzato possono essere dotati di sistema di produzione di acqua calda sanitaria individuale (tipo boiler elettrici o a gas) quindi non predisposti a coprire questo carico con la rete di teleriscaldamento. Inoltre anche la copertura di questo carico potrebbe essere un po' problematico nel periodo estivo a causa della bassa energia distribuita e percentuali relative di perdite di calori maggiori rispetto al periodo invernale. Alcune reti di teleriscaldamento esistenti non coprono questo carico e rimangono spente nel periodo al di fuori della stagione di riscaldamento.

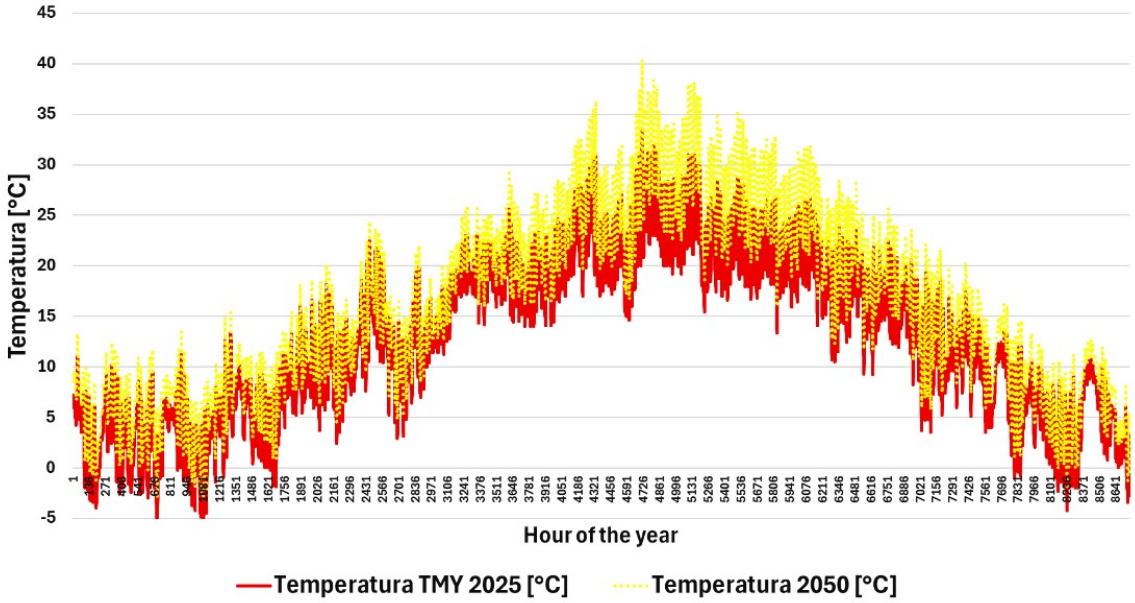


Figura 64: Andamento della temperatura esterna per i due file climatici utilizzati nelle simulazioni energetiche dinamiche.

Per stimare i carichi orari di riscaldamento e acqua calda sanitaria di tutti gli edifici modellati è stato creato un inventario dei consumi specifici basato su archetipi creati appositamente partendo da edifici esistenti nella città di Padova tenendo **in considerazione le caratteristiche costruttive**, **geometriche e degli impianti HVAC** identificati nel database creato dal **progetto URBEM**[17] a cui hanno partecipato 10 Univerità italiane tra cui UNIPD e validati tenendo in considerazione informazioni su un campione piuttosto largo di edifici reali.

Gli stessi consumi specifici e le caratteristiche degli archetipi identificati sono stati applicati a tutti gli edifici che ricadevano nella stessa classificazione di epoca costruttiva ma tenendo in considerazione la loro destinazione d'uso.

La Tabella 4 permette di delineare un quadro complessivo delle prestazioni energetiche degli edifici rappresentativi del tessuto urbano di Padova, differenziati per destinazione d'uso ed epoca costruttiva. L'analisi prende in considerazione i valori di trasmittanza delle diverse componenti dell'involucro edilizio (pareti, tetto, pavimento e finestre), **il fabbisogno per acqua calda sanitaria (ACS) e il fabbisogno specifico lordo per riscaldamento, quest'ultimo valutato su due scenari climatici, al 2025 e al 2050**.

In primo luogo, emerge con chiarezza come gli **edifici residenziali realizzati prima degli anni '60 presentino valori di trasmittanza piuttosto elevati**, soprattutto per le superfici trasparenti (finestre con valori fino a 2,72 W/m^{2}K), indice di scarsa qualità dell'isolamento. Ciò si traduce in fabbisogni per riscaldamento molto elevati, che raggiungono i 128,4 kWh/m^2 anno negli edifici costruiti tra il 1961 e il 1975. Tuttavia, **il confronto con lo scenario climatico al 2050 evidenzia riduzioni significative, fino al -35%,** a conferma dell'impatto che l'innalzamento delle temperature medie avrà sulla domanda di energia per il riscaldamento invernale.

17 https://www.urbem.polimi.it/databasedifici/

Gli **edifici residenziali più recenti, realizzati a partire dal 1991, mostrano valori di trasmittanza sensibilmente inferiori**, in particolare per le pareti e le coperture, con un conseguente abbattimento del fabbisogno di energia per il riscaldamento. Ciò nonostante, si osserva come il fabbisogno specifico lordo non sia necessariamente il più basso in assoluto, a causa anche della maggiore superficie vetrata, che, pur migliorata in termini di prestazioni, incide comunque sulle dispersioni.

Passando agli **edifici scolastici**, la situazione evidenzia una dicotomia tra gli edifici costruiti prima del 1950 e quelli successivi fino agli anni '90. In entrambi i casi i valori di trasmittanza restano elevati, con finestre fino a 3,36 W/m^{2}K, e i fabbisogni per riscaldamento risultano significativi (oltre 70 kWh/m^2 anno nello scenario 2025 per le scuole più recenti). Anche qui, tuttavia, la riduzione prospettica al 2050 è consistente, intorno al 27–28%.

Per gli **edifici adibiti a uffici si nota un andamento analogo**: quelli più datati presentano fabbisogni molto elevati, con valori che raggiungono i 153,1 kWh/m^2 anno prima del 1930, mentre le costruzioni più recenti, pur caratterizzate da migliori prestazioni dell'involucro (trasmittanze anche inferiori a 0,30 W/m^{2}K), mostrano valori ancora elevati. Le riduzioni al 2050 sono comprese tra il 23 e il 35%, con i miglioramenti più marcati negli edifici degli anni '70-'90.

Infine, gli **edifici adibiti ad alberghi mostrano valori elevati di fabbisogno, in linea con le esigenze di comfort tipiche di questa destinazione d'uso.** Gli hotel realizzati prima degli anni '70 superano ampiamente i 100 kWh/m^2 anno, mentre quelli costruiti dopo il 1991, grazie a un involucro molto più performante, riducono drasticamente i consumi, con una diminuzione fino al -34% nello scenario futuro.

Nel complesso, la lettura comparata dei dati evidenzia due aspetti principali: da un lato, il ruolo determinante dell'epoca costruttiva nel definire le prestazioni energetiche degli edifici, con una **netta discontinuità a partire dagli anni '90** in corrispondenza della progressiva introduzione di normative più stringenti; dall'altro, **l'impatto rilevante del cambiamento climatico**, che porterà a riduzioni consistenti dei fabbisogni di riscaldamento in tutti i comparti, con effetti differenziati a seconda della tipologia edilizia e della destinazione d'uso.

Per quanto riguarda i carichi per il fabbisogno di calore della Zona Industriale Sud è stato stimato partendo dai risultati ottenuti nel progetto +PadovaxChange di cui il Comune di Padova è già in possesso.



Figura 65: Esempio degli edifici di riferimento utilizzati per stimare i consumi specidici della categoria "Residenziale prima del 1920" a destra o "Uffici dal 1991 in poi" a sinistra.

Conclusioni

Il Capitolo 3 ha delineato in dettaglio la metodologia per la creazione di un **gemello digitale urbano** finalizzato alla stima della domanda e disponibilità di calore nelle aree più promettenti di Padova. Questo approccio ha permesso di modellare distretti specifici attraverso **simulazioni energetiche dinamiche**, considerando le caratteristiche costruttive degli edifici, i sistemi impiantistici, gli orari di utilizzo e la geometria ricostruita grazie ai dati forniti dal Comune di Padova. Un elemento chiave è stata l'identificazione dell'anno di costruzione del parco immobiliare, un indicatore fondamentale per la trasmittanza termica e le prestazioni energetiche, stimato statisticamente tramite dati ISTAT.

Sono stati individuati e caratterizzati i quartieri più rilevanti per lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento, quali Guizza, Arcella e il Centro Storico, basandosi su uno studio di ANACI Padova che ha mappato le **emissioni di CO_2 degli edifici con impianto centralizzato**. La costruzione del digital twin, realizzata con il software IES iCD, ha permesso di selezionare gli edifici idonei all'allacciamento, privilegiando quelli con almeno quattro piani e sistemi centralizzati, tenendo conto anche di vincoli infrastrutturali.

Le analisi hanno incluso la **definizione di file climatici per il 2025 e il 2050**, proiettando un significativo aumento delle temperature esterne e una conseguente riduzione della domanda di riscaldamento invernale. Lo studio si è concentrato **sui carichi di riscaldamento invernale e acqua calda sanitaria per le aree residenziali**, data la predominanza di tale destinazione d'uso e una predisposizione migliore per l'allaccio al teleriscaldamento. Infine, l'inventario dei consumi specifici, basato su archetipi edilizi padovani, ha evidenziato come gli edifici più datati presentino fabbisogni energetici molto elevati, con significative riduzioni previste entro il 2050 grazie all'innalzamento delle temperature medie.

Tabella 4: Valori dei fabbisogni specifici per acqua calda sanitaria (ACS) e riscaldamento di ambienti ottenuti dalle simulazioni energetiche dinamiche per i due scenari di riferimento.

Destinazione d'uso ed epoca costruttiva	Trasmittanza [W/m^2 K]				Fabbisogno per ACS [kWh/m^2 anno]	Fabbisogno specifico lordo per riscaldamento [kWh/m^2 anno]		
	Pareti	Tetto	Pavimento	Finestre		Anno climatico 2025	Anno climatico 2050	Differenza [%]
Residenziale - prima del '20	0,98	2,07	1,81	2,29	25,0	87,6	65,1	-26%
Residenziale '21-'45	1,07	2,07	1,81	2,54	25,0	106,7	81,6	-24%
Residenziale '46-'60	1,14	2,07	1,81	2,65	25,0	126,0	95,0	-25%
Residenziale '61-'75	1,07	2,07	1,81	2,72	25,0	128,4	83,6	-35%
Residenziale '76-'90	0,93	1,64	1,66	2,64	25,0	99,6	72,7	-27%
Residenziale '91-'05	0,65	1,08	0,84	2,09	25,0	80,5	59,5	-26%
Residenziale dal 2006 in poi	0,48	0,9	0,82	1,84	25,0	86,9	64,3	-26%
Scuole - prima del '50	0,98	2,07	1,81	2,65	9,5	60,3	43,3	-28%
Scuole '50-'90	1,26	1,46	1,34	3,36	9,5	77,8	56,7	-27%
Uffici - prima del '30	0,98	2,07	1,81	2,29	2,9	153,1	117,3	-23%
Uffici '31-'70	1,18	1,24	0,72	3,09	2,5	99,9	75,2	-25%
Uffici '71-'90	1,02	1,21	0,93	3,21	3,0	73,6	47,7	-35%
Uffici dal '91 in poi	0,26	0,26	0,33	1,51	4,2	103,4	72,6	-30%
Hotel prima del -'20	0,98	2,07	1,81	2,29	40,6	121,4	88,7	-27%
Hotel '21-'45	1,07	2,07	1,81	2,54	41,9	105,2	77,7	-26%
Hotel '46-'75	1,07	2,07	1,81	2,72	41,9	144,6	110,0	-24%
Hotel '76-'90	0,93	1,64	1,66	2,64	41,3	97,6	69,8	-28%
Hotel - dal '91 in poi	0,26	0,26	0,33	1,51	43,6	46,2	30,6	-34%

Capitolo 4: Modellazione delle reti energetiche in diversi scenari

Sistemi di generazione e criteri di dimensionamento adottati

Poiché tutte le reti di TLR analizzate risultano di taglia rilevante (> 15 MW_{th}), a servizio di una o più utenze critiche quindi considerata non interrompibile e con continuità di servizio garantita all'80% su base oraria è stato adottato il seguente criterio di progettazione dei vari componenti principali dei sistemi di generazione o backup.

Sistemi di backup termico ed elettrico

Caldaie a gas di backup: generatore/i dimensionato/i su almeno il 30% della potenzialità nominale di centrale. Potrebbe essere anche a gasolio ma è stato scelto di modellare un sistema che utilizza il gas naturale.

Boiler elettrici di backup: garantire almeno la copertura del 50% della potenzialità nominale della centrale, da ripartirsi su due o più generatori. Come criterio di massima è stato ipotizzato che ciascun generatore di backup non superi singolarmente i 3,5-4 MW_{th} nominali.

Il layout dell'integrazione del sistema di backup termico e dell'accumulo al sistema di generazione principale è riportato in Figura 66. Il sistema di backup termico garantisce la continuità dell'erogazione del calore alla rete di teleriscaldamento in caso di guasto o indisponibilità delle pompe di calore (sistema di generazione principale). In condizioni normali il carico termico della rete è coperto dalle pompe di calore alimentate dalla rete elettrica nazionale. In caso di malfunzionamento delle pompe di calore o necessità straordinarie, interviene il sistema di backup, costituito da caldaie a gas o boiler elettrici come descritto precedentemente. L'accumulo consente di soddisfare la domanda termica immediata e di ridurre i tempi di avviamento delle caldaie, garantendo la continuità del servizio.

Generazione elettrica ausiliare per emergenza/continuità con autonomia pari a n°2 ore: è consigliabile ricorrere a generatori elettrici in parallelo alimentati a diesel, con gruppi motore primo/alternatori ciascuno di potenzialità non superiore a 2 MVA ovvero con soluzioni modulari non superiori a 4 MVA cadauna. Il costo è stato stimato considerando una copertura del 100% della potenza nominale di fornitura da rete da parte del distributore.

Nel caso di reti più piccole (< 15 MWt), o con continuità del servizio garantite con percentuali inferiori al 100%, la configurazione del sistema di backup potrebbe essere snellita, eliminando le caldaie a gas e dimensionando i backup elettrici o termici (boiler elettrici) per valori più bassi della potenza di picco.

Il layout dell'integrazione del sistema di backup elettrico alla rete elettrica di alimentazione è riportato in Figura 67. È previsto che il sistema di backup elettrico garantisce la continuità di alimentazione in caso di interruzione della rete elettrica nazionale. In condizioni normali, l'energia elettrica fornita dalla rete alimenta l'intero sistema. In caso di blackout, il quadro di scambio commuta automaticamente l'alimentazione sul gruppo elettrogeno, che entra in funzione per fornire la potenza necessaria a mantenere operative le funzioni essenziali del sistema fino al ripristino della rete principale. Le utenze della rete di teleriscaldamento sono collegate sia alla linea normale sia a quella privilegiata, così da essere sempre alimentate.

Sistemi di pompaggio

Il dimensionamento del sistema di pompaggio è stato fatto considerando la prevalenza necessaria a coprire le perdite di carico del percorso più critico della rete, considerando efficienze medie dei motori elettrici con inverter pari a 72,5%. Il costo ha considerato che le batterie di pompaggio siano implementate come di seguito:

- per portate maggiori di 1000 m3/h: 2 pompe a giri fissi più una pompa con inverter oltre ad una di scorta (che abbia una portata pari alla somma di una pompa a giri fisse e quella con inverter);
- per portate minori di 1000 m3/h: 1 pompe a giri fissi più una pompa con inverter oltre ad una di scorta (che abbia una portata pari alla somma di una pompa a giri fisse e quella con inverter);

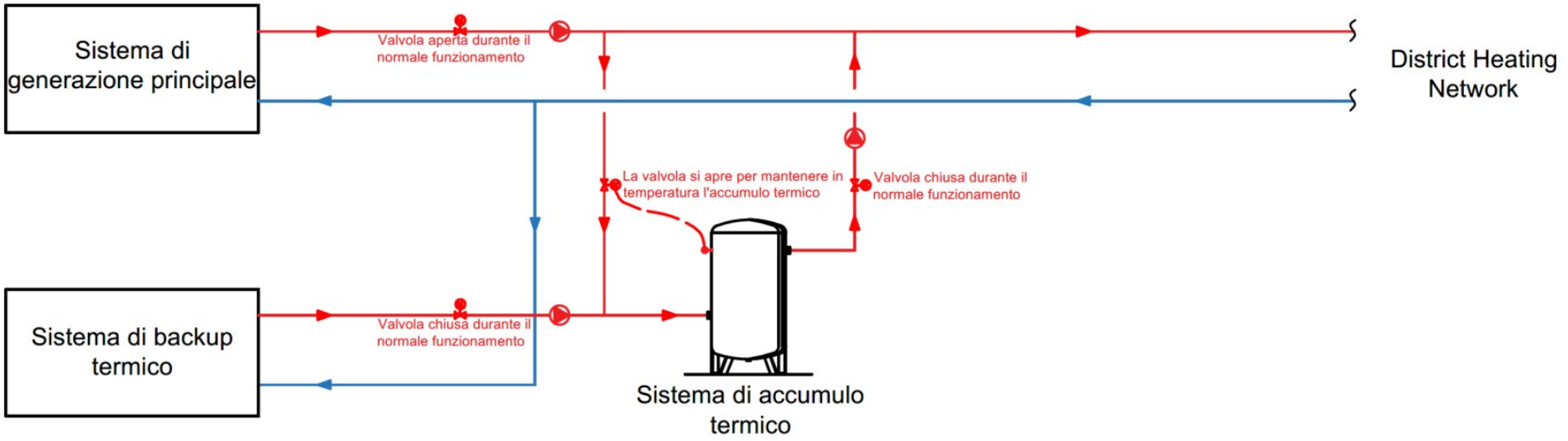


Figura 66: Layout dell'integrazione del sistema di backup termico e dell'accumulo al sistema di generazione principale del calore per la rete di TLR.

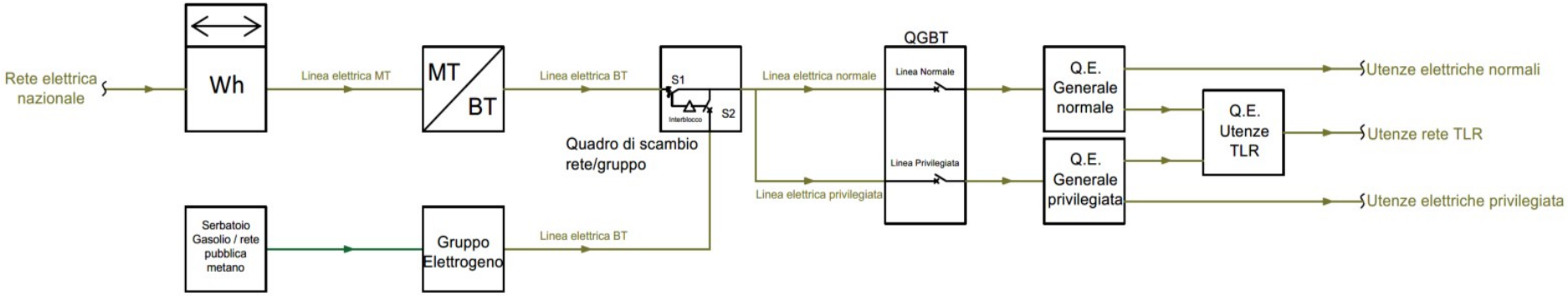


Figura 67: Layout dell'integrazione del sistema di backup elettrico alla rete elettrica per l'alimentazione dei generatori e ausiliari a servizio della rete di TLR.

Pompe di calore con sonde geotermiche a circuito chiuso

Come richiesto dal bando, in questo studio si è dato priorità a considerare come principale fonte di energia la **geotermia a bassa entalpia** con sonde geotermiche a circuito chiuso verticali. Queste rappresentano una delle soluzioni più utilizzate soprattutto nei contesti in cui lo spazio disponibile in superficie è limitato, ma soprattutto perché **possono accedere ad un iter autorizzativo più snello passando solo per la provincia**. Come riportato nel documento del Climate City Contract[18], a Padova questa soluzione è già stata implementata con successo (utilizzando in alcuni casi anche con pozzi open-loop) in diversi edifici dell'Università di Padova (ex ospedale geriatrico; ex mensa Marzolo; ex caserma Piave; dipartimenti di psicologia, matematica, in via Venezia/via Trieste) o altri edifici (scuderie della fornace Carotta, centro di smistamento delle Poste Italiane con 90 sonde geotermiche, orto botanico, palazzo Zabarella, palazzo Roccabonella, nuovo centro congressi).

Il loro funzionamento si basa sulla **realizzazione di perforazioni verticali nel terreno, generalmente con profondità comprese tra i 50 e i 200 metri**, a seconda delle caratteristiche geologiche del sito e della potenza termica richiesta. All'interno dei fori vengono inserite delle tubazioni in materiale plastico ad alta resistenza, solitamente in polietilene ad alta densità, configurate a "U" o a "doppia U" (vedi Figura 68) in modo che il fluido termovettore possa discendere e risalire lungo il medesimo percorso. Lo spazio anulare tra le tubazioni e le pareti della perforazione viene riempito con miscele cementizie o bentonitiche, così da assicurare il corretto contatto termico con il terreno e garantire l'isolamento del circuito.

Il fluido che scorre all'interno delle tubazioni – composto generalmente da una miscela di acqua e antigelo (glicole) – **non entra mai in contatto diretto con il suolo o con le falde acquifere,** in quanto il sistema è completamente sigillato. In inverno il fluido assorbe il calore dal terreno, che a quelle profondità mantiene una temperatura pressoché costante durante l'anno (generalmente compresa tra i 10 e i 16 °C). In estate, invece, avviene il processo inverso: il calore in eccesso accumulato negli ambienti viene trasferito al terreno, che funge così da accumulo termico.



Figura 68: Esempio di sonda geotermica a doppia U considerata per la modellazione dei campi geotermici verticali (credit: REHAU RAUGEO PE-Xa).

18 ttps://www.comune.padova.it/sites/default/files/attachment/Action%20Plan_ITA%20rev%20ott24.pdf

Tale tecnologia offre numerosi vantaggi: garantisce elevata efficienza energetica grazie alla stabilità termica del sottosuolo, richiede uno spazio ridotto in superficie, assicura una durata pluridecennale delle sonde (50 anni) e presenta un impatto ambientale contenuto, poiché **non comporta l'estrazione diretta di acqua dal sottosuolo**, ma esclusivamente lo scambio termico con il terreno.

Le sonde verticali sono generalmente collegate a una pompa di calore geotermica, che ha il compito di innalzare o abbassare la temperatura del fluido termovettore. Nel periodo invernale la pompa di calore estrae il calore dal circuito geotermico e lo cede alla rete di TLR; durante l'estate, al contrario, sarà necessario immettere calore nel terreno per rigenerare il campo geotermico e limitare il possibile insorgere del problema della "**deriva termica**". Questa è causata da un progressivo squilibrio della temperatura del terreno dovuto a un utilizzo non bilanciato del sistema in termini di carica e scarica dell'accumulo geotermico. Infatti, la conseguenza è poi l'alterazione della temperatura naturale del terreno, con conseguente **perdita di prestazioni dell'impianto nel lungo periodo**. Se, per esempio, l'impianto viene impiegato prevalentemente per il riscaldamento, il terreno si raffredda anno dopo anno, riducendo la capacità di scambio termico delle sonde e l'efficienza della pompa di calore. Al contrario, un uso eccessivo per il raffrescamento provoca un accumulo di calore nel sottosuolo.

Con riferimento alle figure riportate di seguito in questo studio sono state considerate sonde geotermiche secondo il modello a "doppia U" con le seguenti condizioni:

- distanza relativa tra le sonde (B) pari a 7 metri;
- profondità delle sonde (H) pari a 150 metri;
- raggio del pozzo geotermico pari a 0,08 metri;
- resistenza termica lineare della sonda geotermica pari a R_b=0,075 (m K)/W;
- Conducibilità termica del terreno pari a λ=2,5 W/(m K);
- Capacità termica volumetrica del terreno c_p x ρ = 2,4 MJ/(m^3 K);
- Densità di flusso di calore dal terreno pari a $\dot{q}_{geo}$=0,065 W/ m^2

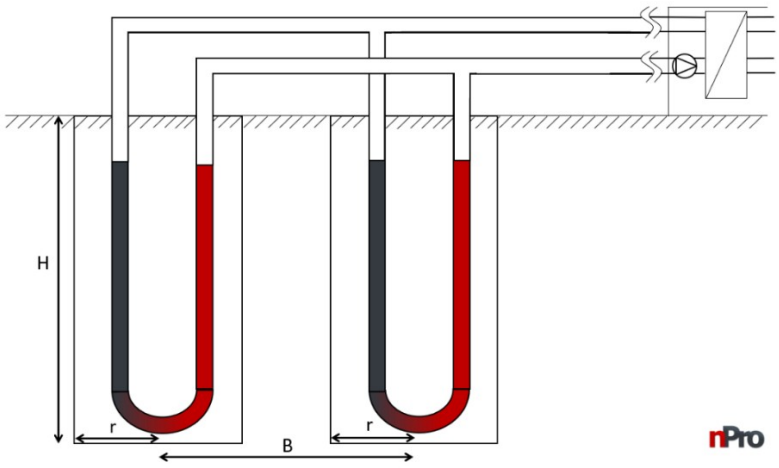


Figura 69: Parametri di dimensionamento del campo di sonde geotermiche a circuito chiuso[19] (credit: nPRO).

19 https://www.npro.energy/main/en/help/geothermal-borehole-calculation

Poiché le reti di TLR analizzate in questo studio mirano principalmente a coprire una domanda di riscaldamento concentrata nel periodo invernale, è stato previsto che il campo di sonde geotermico modellato sia sempre rigenerato in estate (ricaricato come una batteria ideale) attraverso diverse forme di energia a seconda delle configurazioni (es. da solare termico o da pompe di calore ad aria o calore di scarto) come in Figura 70, affinché il problema della deriva termica sia del tutto eliminato.

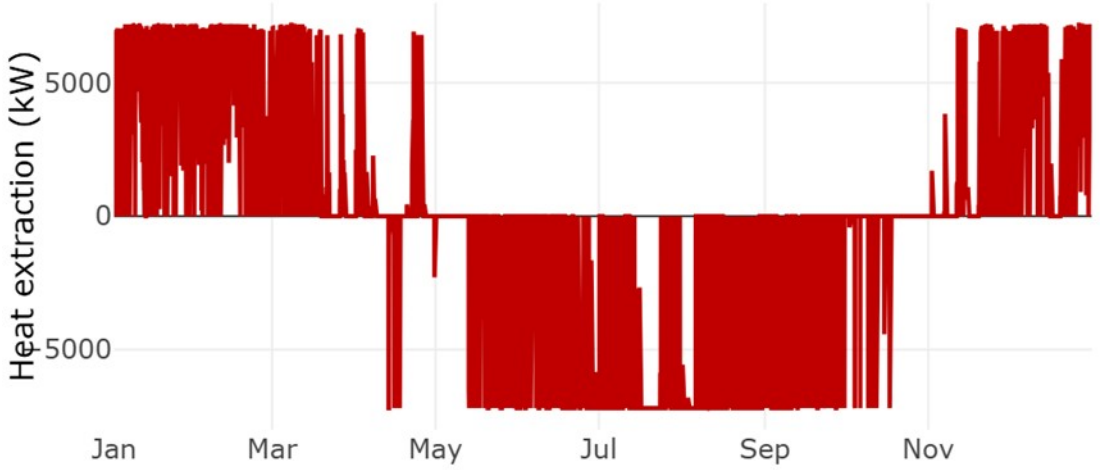


Figura 70: Processo di rigenerazione del campo geotermico.

Ulteriori approfondimenti saranno sicuramente necessari in fase di progettazione definitiva con eventuale thermal response test (TRT) nella località individuata. Si tratta di una prova in campo utilizzata per **caratterizzare il comportamento termico del terreno** e valutare l'efficienza delle sonde geotermiche verticali. In pratica, consiste nell'immettere per un periodo di tempo controllato – generalmente alcune decine di ore – una quantità nota di calore all'interno della sonda, tramite una resistenza elettrica o un circuito idraulico riscaldato. Durante il test si registrano in continuo le temperature del fluido in ingresso e in uscita e la portata di circolazione. L'analisi dei dati raccolti consente di determinare parametri fondamentali come **la conduttività termica del terreno e la resistenza termica della sonda**, che sono indispensabili per dimensionare correttamente il campo geotermico. In questo modo il progettista può stimare con maggiore precisione le prestazioni attese del sistema e ridurre il rischio di inefficienze.

Altre tecnologie considerate

A seconda delle condizioni nelle varie reti sono state considerate anche altre soluzioni tecnologiche descritte brevemente di seguito, spesso combinati con pompe di calore e campi geotermici e ovviamente i sistemi di backup descritti sopra. Il dimensionamento del campo di sonde geotermiche, della taglia dei vari componenti è lasciata ai principi di ottimizzazione matematica del software nPRO energy[20] secondo l'approccio "mixed-integer linear programming" che va a minimizzare i costi totali annualizzati del sistema (inclusi gli investimenti annualizzati) tenendo conto di eventuali vincoli imposti come in questo caso il vincolo di non superare il 70% della potenza di picco della centrale con i sistemi a pompa di

20 https://www.npro.energy/main/en/help/optimization-model

calore (o altri) e imponendo l'attivazione delle caldaie a gas di backup (dimensionate per coprire il restante 30%) ogni qualvolta il sistema di generazione principale non sia sufficiente a coprire la domanda di calore delle utenze.

Pompe di calore ad aria

In molti casi sono state considerate **pompe di calore che utilizzano l'aria come sorgente**. Questa soluzione diventa interessante per fornire calore soprattutto nei periodi intermedi quando la temperatura dell'aria è superiore a quella del terreno o della falda ma soprattutto in estate è stata considerata una possibile soluzione per rigenerare il campo di sonde geotermiche quando non era possibile sfruttare calore di scarto o solare termico. Particolare attenzione potrebbe essere necessaria in fase di progettazione esecutiva per definire meglio logiche di funzionamento e possibili soluzioni di sbrinamento in periodi invernali molto freddi e con un alto tasso di umidità. Tuttavia, si tratta di una soluzione integrativa modulare, con diversi modelli sul mercato che possono fornire calore ad alte temperature, che potrebbe limitare l'estensione dei campi geotermici e l'utilizzo di energia ambiente in assenza di solare termico riducendo la necessità degli spazi, oltre la possibilità di essere integrata mano a mano cresca l'allacciamento di nuove utenze.



Figura 71: Immagine rappresentativa di una pompa di calore ad aria di media (sinistra) e grande (destra) taglia (Credit: Güntner).

Pompe di calore ad acqua di falda

In alcune circostanze in cui vi è poco spazio a disposizione per campi con sonde geotermiche a circuito chiuso è stato preferito considerare le pompe di calore a circuito aperto con prelievo di acqua di falda. In questi casi, serve un pozzo di prelievo ed un pozzo di ricezione (a valle rispetto il posso di prelievo secondo la direzione della falda) per evitare possibili ricircoli. Oltre ad un sistema di filtri per le impurità sarà necessario l'installazione di scambiatori di sicurezza (es. a piastre in acciaio inox) per evitare che l'acqua di falda possa contaminare con i suoi detriti l'evaporatore delle pompe di calore. L'acqua di falda spesso contiene ferro, manganese, calcio, magnesio e altre impurità che possono causare una maggiore formazione di calcare, l'intasamento dei canali di flusso e la corrosione delle saldature. Ovviamente sarà necessario un sistema di pompe sommerse per l'estrazione del fluido (con sonde di livello per evitare il funzionamento a vuoto) e un sistema di bypass che possa permettere delle azioni di lavaggio del pozzo oltre eventuale piezometro per

monitorare l'andamento della falda. Sarà importante considerare la localizzazione di tali pozzi e la creazione di eventuali coni di pressione/depressione del sistema di pompaggio che può avere un effetto sulla stabilità degli edifici circostanti. Un esempio su piccola scala di questo tipo di soluzione è stato realizzato per alimentare la Basilica Palladiana a Vicenza con una profondità di estrazione di 47 metri e una temperatura dall'acqua pari a circa 14,8°C.

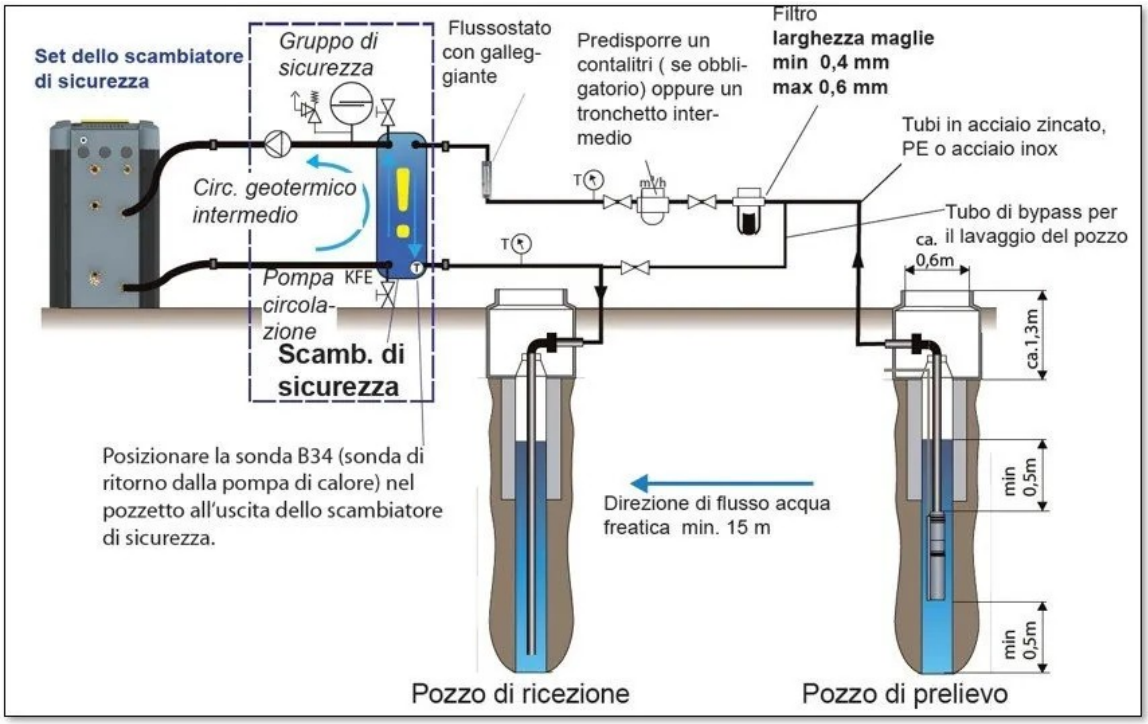


Figura 72: Schema di collegamento dei pozzi per l'utilizzo dell'acqua di falda (Credit: https://alessandrogaza.com/).

In alcuni casi, considerando il territorio della città di Padova, si potrebbe pensare di adottare una **soluzione simile in prossimità dei fiumi** con prelievo e rilascio dell'acqua in alveo. In altri casi dove non si prevede il pozzo di ricezione (preferibile) si può puntare ad un rilascio in alveo fluviale o nel sistema delle acque bianche. Ad ogni modo bisognerebbe fare ulteriori verifiche che vanno oltre lo scopo del presente studio considerando la verifica di tutte le autorizzazioni necessarie con la Regione e ARPA Veneto per essere anche in linea con il Piano di tutela delle acque[21]. Le soluzioni con pompa di calore che utilizzano acqua di fiume come sorgente stanno crescendo in Europa e alcuni casi importanti sono stati realizzati a Glasgow (5,2 MW_{th}) e Colonia (150 MW – la più grande in Europa). A fronte di un iter autorizzativo più lungo queste soluzioni potrebbero permettere di abbattere i costi di eventuali pozzi. Tuttavia, i problemi di siccità emersi soprattutto nel 2022 e sempre più crescenti potrebbero limitare l'utilizzo di tale risorsa in estate.

Impianti fotovoltaici o ibridi (Photovoltaic Thermal -PVT)

Considerando, l'utilizzo principale del vettore elettrico per il funzionamento delle pompe di calore potrebbe essere molto utile coprire parte del fabbisogno di energia elettrica con fonti rinnovabili in loco e limitare l'acquisto dalla rete. Le soluzioni considerate sono quindi l'installazione a terra dove lo spazio lo permette di grandi impianti fotovoltaici oppure di

21 https://www.regione.veneto.it/web/ambiente-e-territorio/piano-di-tutela-delle-acque

sistemi ibridi fotovoltaici-termici, detti anche PVT**, che uniscono in un unico dispositivo la produzione di energia elettrica e di calore**. Nella parte frontale hanno le celle fotovoltaiche, che trasformano la radiazione solare in elettricità. Sotto le celle è integrato uno scambiatore termico, attraverso il quale scorre acqua o un fluido termovettore che assorbe il calore accumulato dal pannello. In questo modo si ottiene sia corrente elettrica sia acqua calda, migliorando l'efficienza complessiva (che può arrivare anche all'80÷85%) e l'utilizzo dello spazio rispetto all'uso separato di pannelli fotovoltaici e collettori solari termici. Mentre un eccesso di elettricità in estate dovrà essere immesso in rete, l'eventuale eccesso di energia termica potrebbe essere utilizzato per rigenerare il campo di sonde geotermiche come viene fatto in diversi sistemi a bassa temperatura [1].

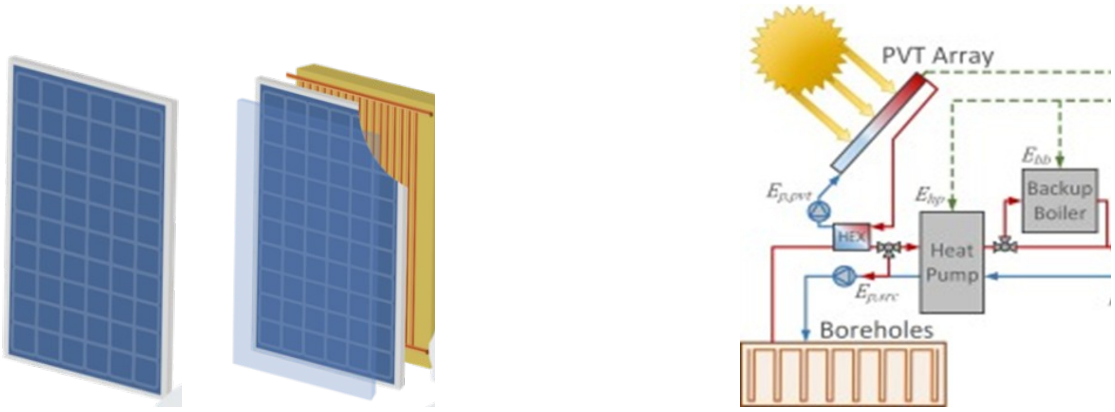


Figura 73: Pannello fotovoltaico tradizionale e sistema ibrido fotovoltaico-termico (a sinistra) e integrazione con un sistema con pompa di calore e sonde geotermiche (destra). Credit: Solarus - aHTech.

Sistemi di recupero del calore

Per il sistema di **recupero del calore da sistemi di depurazione delle acque** (vedi depuratore Cà Nordio) si è considerato un sistema con scambiatore intermedio e pompa di calore che permette di recuperare energia anche direttamente da acque grezze dopo essere state vagliate. Diversi soluzioni di questo tipo dove sono state implementate pompe di calore sono disponibili qui [26]. In maniera analoga, soprattutto in ambito urbano, sono stati considerati dei sistemi innovativi di recupero di calore di scarto a bassa temperatura con pompe di calore da impianti frigoriferi dei supermercati, sistemi di raffrescamento e trattamento dell'aria di ospedali o da data center (come per il caso del data center di InfoCamere in zona industriale Sud). Alcune soluzioni di mercato sono riportati nelle immagini di seguito. Diversamente, per sorgenti di calore di scarto ad alta temperatura come il caso di Acciaierie Venete, è stato considerato un recupero con scambiatore di calore ad una temperatura tra 90÷95°C essendoci una predisposizione già prevista (come emerso dallo scambio di informazioni). I costi di questi sistemi ausiliari per il recupero di calore sono stati considerati nello studio ma si rimanda a delle valutazioni approfondite da fare in fase di progettazione con sopralluoghi e verifiche in situ.

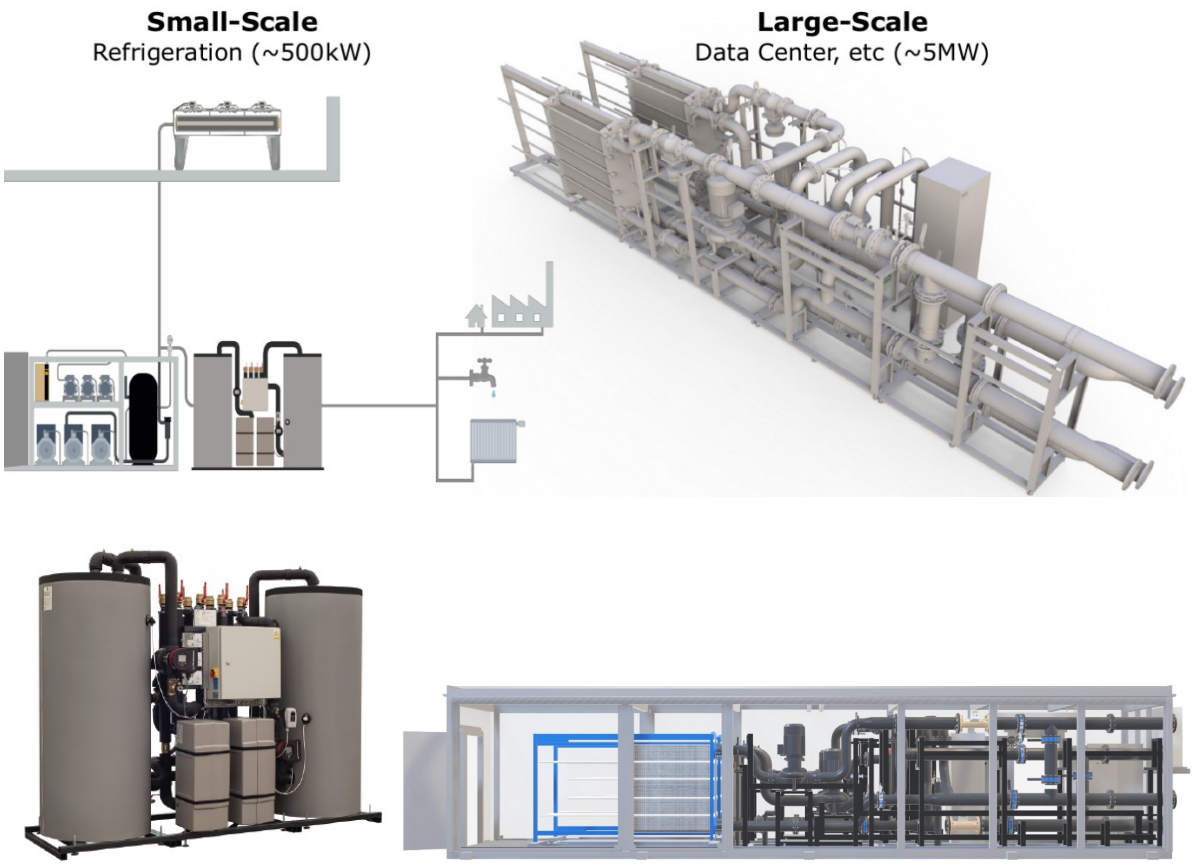


Figura 74: Soluzioni di mercato di DANFOSS per il recupero di calore a bassa temperatura da piccoli sistemi di refrigerazione (sinistra) o grandi impianti (destra). Credit: Danfoss[22,23]

Sottostazioni di utenza

Sono stati considerati sottostazioni di tipo indiretto che vengono impiegate quando le condizioni della rete di teleriscaldamento, in termini di pressione e temperatura, non consentono un collegamento diretto. In tali casi, il trasferimento di calore avviene tramite uno scambiatore, che garantisce un passaggio di energia efficiente dal punto di vista termico. Al contempo, questo sistema assicura una separazione sicura tra il circuito di alimentazione della rete primaria e l'impianto secondario dell'edificio. In questo modo, l'impianto dell'edificio può funzionare senza essere influenzato dalle variazioni di pressione o temperatura presenti nella rete di teleriscaldamento (bilanciamento idronico) ed è protetto da eventuali rotture o perdite delle tubazioni. Le sottostazioni indirette sono unità autonome, solitamente installate a parete, in grado di servire uno o più circuiti di riscaldamento, con la possibilità di includere o meno la produzione di acqua calda sanitaria, sia sul lato primario che su quello secondario. Sul mercato si possono trovare anche soluzioni evolute, che possono essere integrate con un regolatore elettronico per la compensazione climatica. Ciò consente una gestione semplice ed efficiente dal punto di vista energetico, offrendo al contempo la possibilità di un monitoraggio centralizzato e una maggiore trasparenza nei consumi energetici.

22 https://www.danfoss.com/en/products/dhs/stations-and-domestic-hot-water/hru-heat-recovery-unit/#tab-overview

23 https://www.danfoss.com/en/products/dhs/stations-and-domestic-hot-water/hrm-heat-recovery-module-for-data-centers/

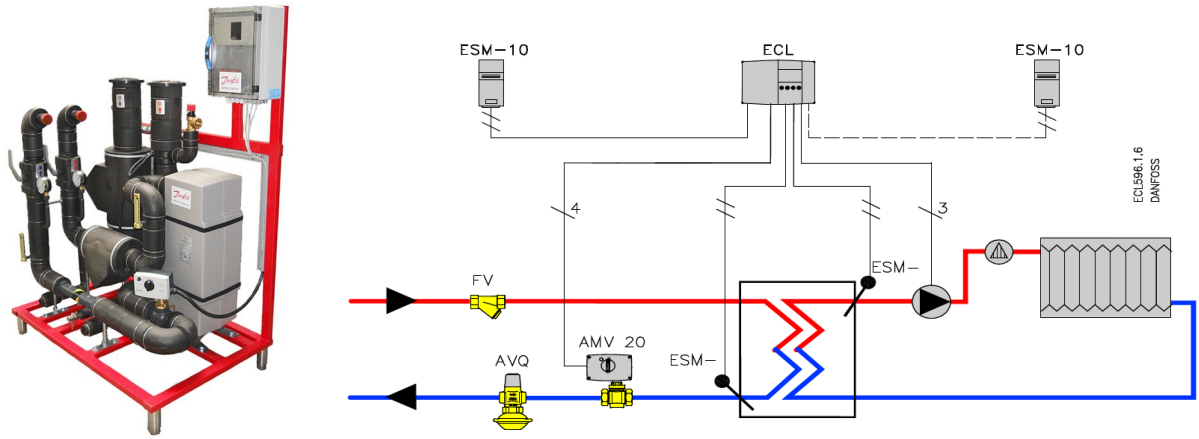


Figura 75: Schema di sottostazioni di utenza di tipo indiretto per la connessioni a reti di teleriscaldamento. Credit: Danfoss[24]

Altri costi

Nella valutazione economica di tutte le reti, oltre ai sistemi di backup termico ed elettrico e le stazioni di pompaggio è stato tenuto in considerazione il costo per l'installazione di una cabina elettrica pari a 198.000 € e opere civili per la realizzazione di un capannone fuori terra da 750 m^3 pari a 412.474 €.

Profili di calore di scarto

Poiché il recupero di calore di scarto è la base principale su cui si fonda il concetto delle reti di teleriscaldamento e questo sarà sempre più fondamentale per mantenere la classificazione di "teleriscaldamento efficiente", in questo studio sono stati identificati dei profili orari di recupero a partire dai dati aggregati ottenuti dalla mappatura descritta nel Capitolo 2. I principali profili annuali normalizzati sono riportati di seguito a titolo indicativo del loro andamento e riguardano:

- il recupero di calore a bassa temperatura dai sistemi di condizionamento (per esempio degli ospedali) con forte effetto stagionale a cui sarà necessario accoppiare dei sistemi a pompa di calore (vedi Figura 76);
- il recupero di calore a bassa temperatura dai sistemi di refrigerazione di supermercati (con un effetto stagionale più contenuto ma legato agli orari di apertura 7 giorni su 7) a cui sarà necessario accoppiare dei sistemi a pompa di calore (vedi Figura 77);
- il recupero di calore ad alta temperatura da un'acciaieria (senza necessità di integrare una pompa di calore) di cui è stato considerato un profilo costante nelle ore di funzionamento con il fermo di un turno di 8 ore a settimana oltre ad un fermo per manutenzione straordinaria e ferie di circa 9 settimane tra il periodo invernale e quello estivo (vedi Figura 78).

24https://www.danfoss.com/en/products/dhs/stations-and-domestic-hot-water/substations/substations/indirect-heating-systems/#tab-overview

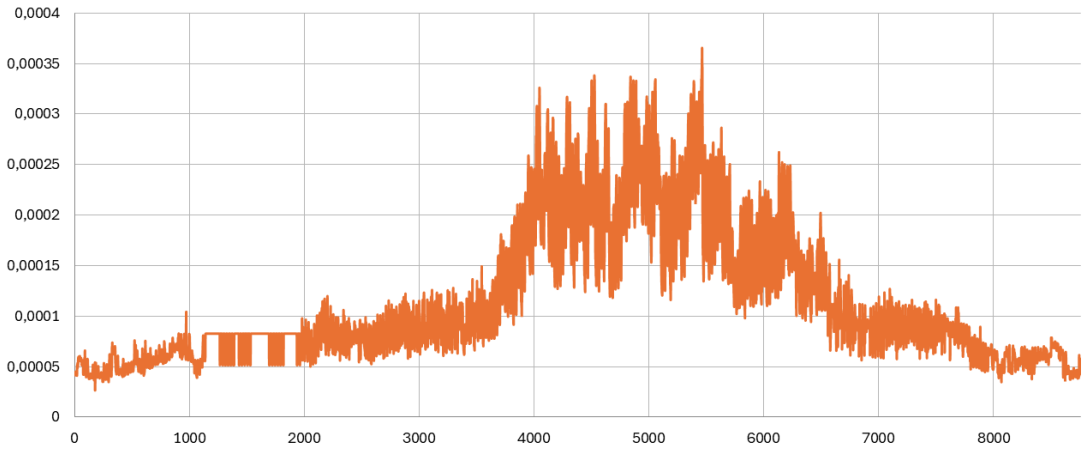


Figura 76: Profilo annuale di calore di scarto normalizzato recuperabile da un ospedale.

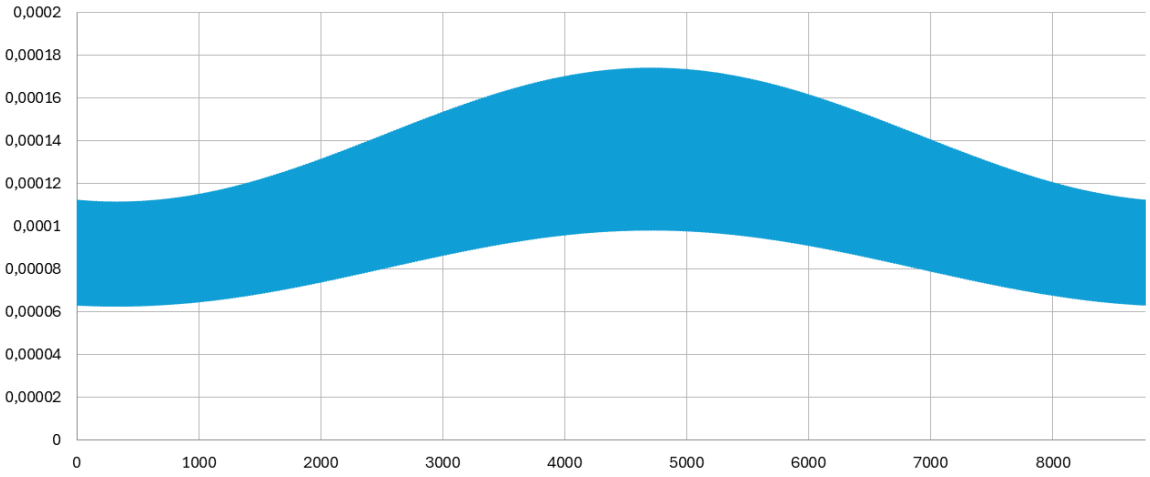


Figura 77: Profilo annuale di calore di scarto normalizzato recuperabile da un supermercato.

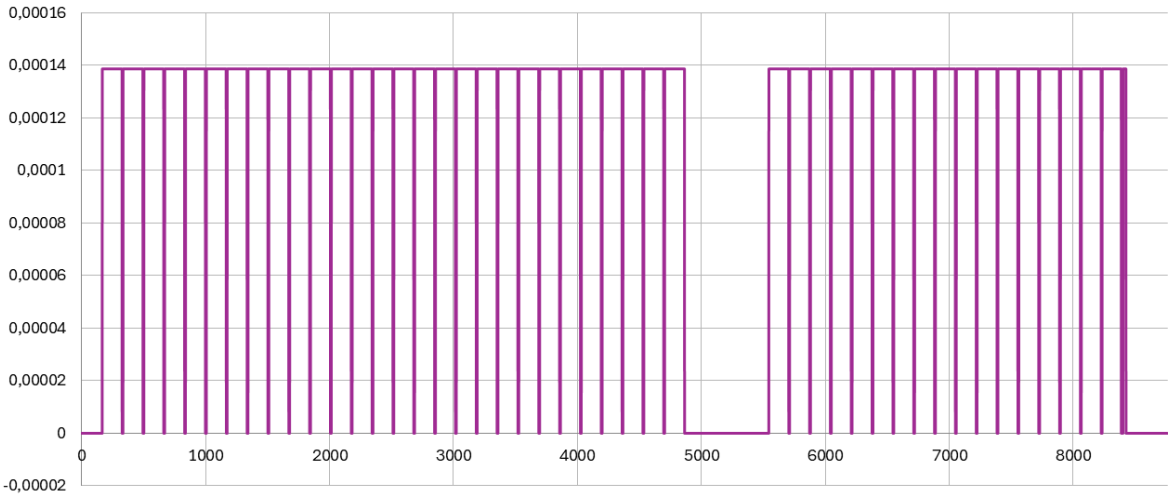


Figura 78: Profilo annuale di calore di scarto normalizzato recuperabile da una acciaieria.

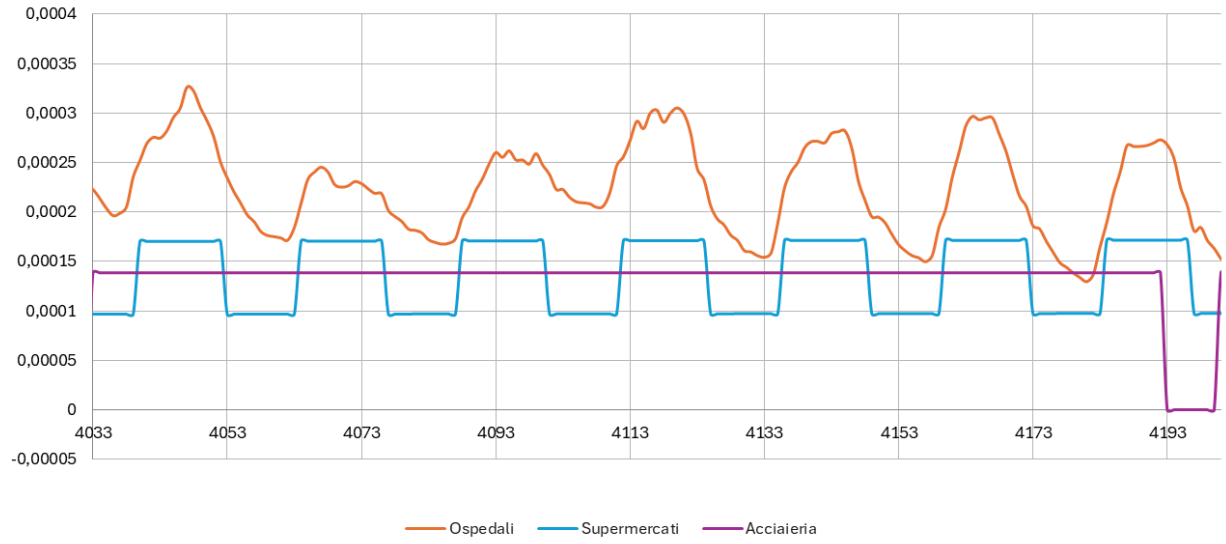


Figura 79: Profili del calore di scarto normalizzati considerati da diverse fonti per una settimana tipo.

Condizioni al contorno su temperature di esercizio, vita utile, costi dell'energia ed emissioni

Considerato il numero elevato di variabili in gioco sono state fatte delle assunzioni considerando anche i limiti di previsione su come potrebbero evolvere i prezzi dei vari vettori energetici a cause delle crisi geopolitiche degli ultimi anni. Le assunzioni principali sono:

- prezzo unitario del gas naturale per utenti di tipo condominio costante e pari a 0,11 euro/kWh che utilizzano impianti centralizzati con caldaia a gas nel caso di BASELINE
- costo di manutenzione annuale compreso di servizio di terzo responsabile pari a 2500 euro /anno per edificio nel caso di BASELINE. Non sono stati considerati costi di manutenzione annuale per le sottostazioni di teleriscaldamento;
- prezzo unitario del gas pari a 0,06 euro/kWh e dell'elettricità pari a 0,15 euro/kWh per il gestore della rete di TLR;
- guadagno unitario di 0,08 euro/kWh per eventuale elettricità immessa in rete (ritiro dedicato) da impianti rinnovabili (fotovoltaico) gestiti dal gestore della rete di TLR;
- prezzo di vendita da parte del gestore della rete di TLR agli utenti di energia termica pari a 0,10 euro/kWh per energia termica e di 0,05 euro/kWh per energia frigorifera;
- quota di potenza in bolletta per l'utente pari a 58,7 €/kW/anno vicina al riferimento per le reti di TLR di Milano e Bergamo[25];

  Modello di business: l'operatore che gestisce la rete è anche il proprietario delle centrali di generazione e anche dei sistemi decentralizzati (sistemi di recupero con pompe di calore) di cui copre eventuali costi O&M (tipo elettricità) e rivende agli utilizzatori l'energia termica o l'energia frigorifera come descritto sopra. Riguardo le spese per la costruzione delle connessioni e stazioni di allaccio agli edifici, l'operatore applica un margine del 20% rispetto ai costi di realizzazione verso i proprietari degli edifici;
- tasso di attualizzazione per il calcolo del VAN (Costo opportunità del capitale) pari a 5%;
- uno scenario di simulazione economica di 50 anni che rappresenta la vita utile di una rete di TLR e delle sonde geotermiche o pozzi geotermici profondi;

25 https://www.a2acaloreservizi.it/it/abitazioni-terziario/prezzi-condizioni-economiche

- vita utile delle pompe di calore (ad aria o ad acqua) pari a 20 anni e sostituti completamente a fine vita;
- Costi di manutenzione calcolati come % dell'investimento nella tecnologia e pari a 3% per la caldaia a gas, 2,5% per le pompe di calore ad aria e 2% per quelle geotermiche.
- Costi di progettazione pari all' 11% del valore delle opere;
- Costi per imprevisti stimati pari al 10% del valore delle opere;
- temperature di esercizio diverse per le 3 tipologie di rete e con set scorrevole e dipendente dalla temperatura esterna con temperatura di mandata massima pari a 90°C e 70°C e valori minimi che non scendono mai sotto i 70 o i 65°C rispettivamente per i casi di 3GDH e 4GDH come riportato nelle immagini sotto. In queste condizioni non emergono necessità di installare pompe di calore integrate con le sottostazioni di utenza. Ovviamente, soprattutto per le reti di 4a generazione sarebbe importante permettere un funzionamento più continuo possibile della rete limitando il picco mattutino. Un ΔT di 20°C è stato considerato tra mandata e ritorno.
- Per quanto riguarda l'opzione di rete di 5° generazione con pompe di calore decentralizzate, è stato fissato un valore della temperatura di mandata ai 13,5 e un ΔT tra mandata e ritorno di 10°C poiché le sottostazioni con pompe di calore difficilmente potrebbero operare con ΔT maggiori.

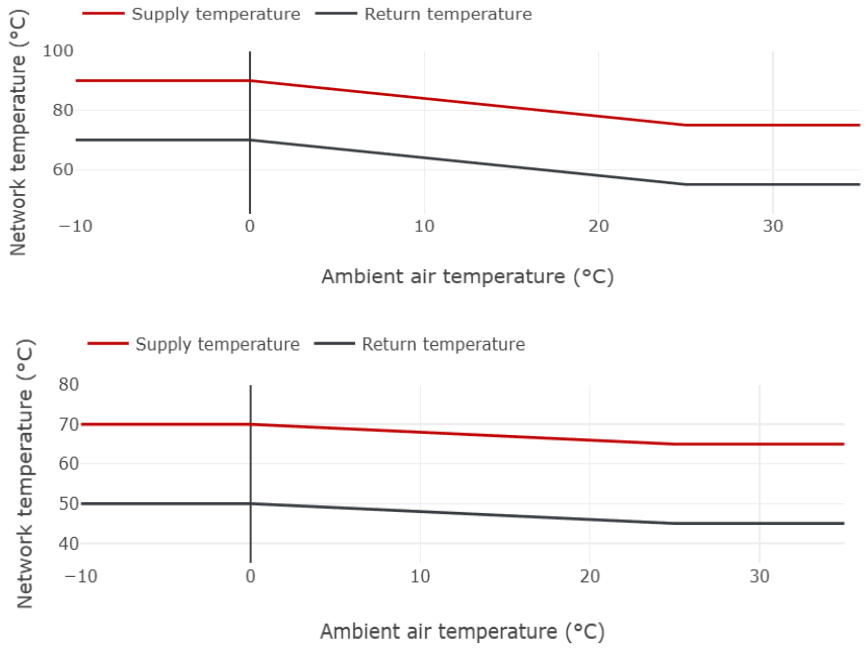


Figura 80: Ipotesi di temperature di esercizio delle reti 3GDH (sopra) e 4GDH (sotto) dipendenti dalla temperatura esterna.

- fattore di emissione per il gas naturale pari a 202 g/kWh;
- fattore di emissione medio per tutto il periodo per l'elettricità pari a 84 g/kWh per gli scenari riferiti alle condizioni climatiche del 2025 in poi e pari a 62 g/kWh per gli scenari riferiti alle condizioni climatiche del 2050. Questi numeri rappresentano l'ipotesi di tendenza importante verso la decarbonizzazione del vettore elettrico secondo le previsioni per l'Italia dal CRREM[26] (riferimento internazionale per il settore del real estate)

26 https://crrem.org/

riportato nella figura di seguito dove il punto nero risulta l'ultimo dato rilevato da ISPRA[27] al 2023 e pari a 251 g/kWh.

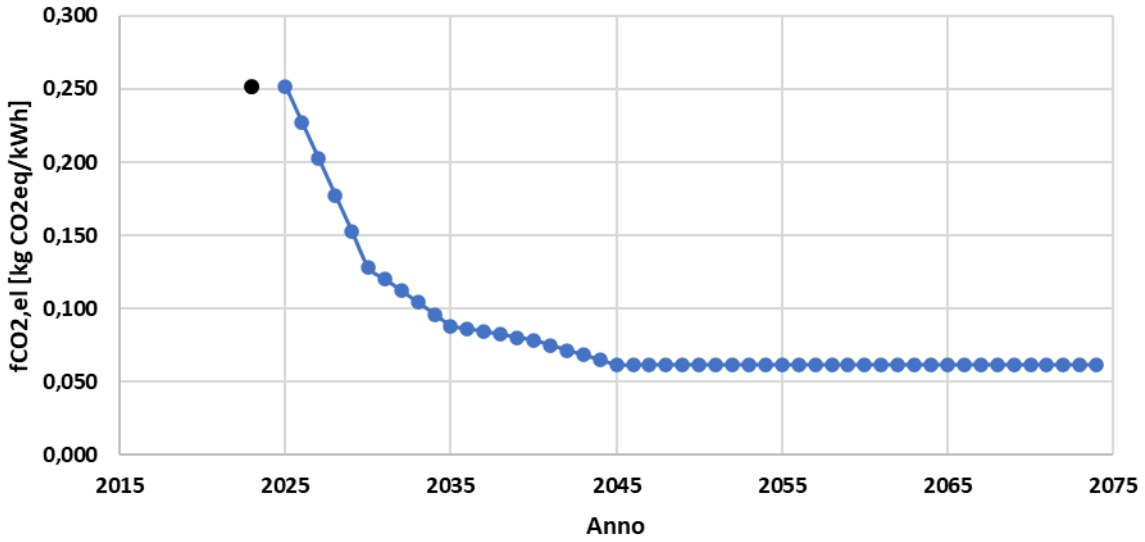


Figura 81: Previsione di riduzione del fattore di emissione dell'elettricità prelevata dalla rete in Italia secondo il CRREM.

- Ipotesi secondo uno studio in UK[28] di 1 posto di lavoro permanente generato ogni 10 GWh/anno venduti oltre quelli temporanei che per ogni 10 GWh installati sono circa 7 posti di lavoro nel settore manifatturiero/installativo durante la fase di realizzazione.

27https://emissioni.sina.isprambiente.it/wp-content/uploads/2025/05/Le-emissioni-di-CO2-nel-settore-elettrico_r413-2025_def.pdf
28 https://committees.parliament.uk/writtenevidence/45116/html

Quartieri analizzati e reti di teleriscaldamento modellate

Considerata l'analisi sulla **densità superficiale** della domanda di riscaldamento e raffrescamento fatta nel Capitolo 2 insieme a tutti i **vincoli identificati** e le aree con un maggior numero di edifici con impianto centralizzato identificati nel Capitolo 3, si è proceduto a limitare lo studio per i limiti di budget e tempo a disposizione per alcune zone più interessanti riportate di seguito. Tutta la Zona Industriale Nord e l'area di Padova Est è stata esclusa dall'analisi in accordo con il Comune poiché vi è un progetto più approfondito in corso per la realizzazione della rete di collegamento tra l'inceneritore e il nuovo ospedale. Altre zone ad alto potenziale di cui è stato creato il gemello digitale dei fabbricati ma che sarebbe interessante approfondire con ulteriori studi sulla parte di reti energetiche sono:

- **Zona Arcella Est**: edifici insistenti da Via Leonardo da Vinci, Via Saetta fino a via Libero Benedetti;
- **Zona Sacra Famiglia**: da via Palermo, via Torino, via Mentana e Via Monte Grappa;
- **Zona Brentelle**: Via Montericco e limitrofe, Via Leonardo Eulero, Via Jacopo Riccati e limitrofe;
- **Zona Stanga**: Edifici insistenti su Via Luigi Pellizzo, Via Domenico Turazza, edifici pubblici, ad uso uffici e commerciali su Viale Venezia partendo dal Parco Europa, fino a Viale dell'Elettronica comprese le zone limitrofe come Via Antonio Grassi e Via della Croce Rossa. Considerata la presenza importante di diversi edifici con importanti carichi di raffrescamento l'analisi di una rete di quinta generazione a servizio di questa area potrebbe essere molto interessante. Tuttavia ulteriori approfondimenti sono necessari a causa delle complicazioni derivanti dalla realizzazione delle nuove linee del tram.

Guizza Ovest

La rete di teleriscaldamento descritta si configura come un sistema energetico ben sviluppato e diffuso su un'area di circa **88 ettari**, connesso a **322 edifici** per una superficie riscaldata complessiva di quasi **490.000 m²**. La domanda totale di calore ammonta a **50.201 MWh/anno**, di cui la parte predominante (oltre l'80%) è destinata al **riscaldamento degli ambienti** e la quota restante alla **produzione di acqua calda sanitaria**.

Il sistema presenta una **potenza di picco installata di 43.305 kW**, distribuita lungo una rete lunga **13,7 km**, suddivisa tra **5,3 km di tubazioni principali di distribuzione** e **8,4 km di collegamento** agli edifici, con un totale di **255 giunti a T**. La rete movimenta circa **355 tonnellate di acqua**, corrispondenti a un volume di **364 m³**, e raggiunge una **densità termica lineare di 3,6 MWh/m** e una **densità termica di 568 MWh/ha**, valori che evidenziano una buona efficienza di utilizzo del territorio servito.

Dal punto di vista energetico, la quasi totalità del calore è fornita dalla centrale termica (**53.093 MWh/anno**), anche se è presente un certo grado di **recupero di calore di scarto**, pari a circa **1% della domanda**, sia direttamente all'interno degli edifici serviti (**492 MWh**) sia in maniera decentralizzata e reimmessa in rete (**488 MWh da un solo edificio**). Le **perdite di**

rete si attestano su **3.871 MWh/anno**, equivalenti a circa il **7,7% del calore distribuito**, un valore contenuto per una rete di queste dimensioni.

Oltre al teleriscaldamento, la rete fornisce anche un servizio di **raffrescamento**, con una domanda annua di **662 MWh** e una potenza di picco di **115 kW**, alimentata da chiller decentralizzati che comportano un consumo elettrico complessivo di **328 MWh/anno**. Il funzionamento della rete è inoltre supportato da sistemi di pompaggio, con un consumo elettrico annuale di **310 MWh** e una potenza di **268 kW**.

In sintesi, si tratta di una rete di teleriscaldamento di media-grande scala, caratterizzata da una buona efficienza di distribuzione, un significativo numero di edifici serviti e un uso complementare del recupero di calore di scarto, seppur in misura limitata rispetto al fabbisogno complessivo.



Figura 82: Layout della rete di TLR a servizio del quartiere Guizza.

Arcella Ovest

La rete di teleriscaldamento descritta si estende su un'area piuttosto ampia, pari a **185 ettari**, e serve un totale di **685 edifici**, per una superficie riscaldata complessiva di oltre **1 milione di metri quadrati**. La **domanda termica annua** ammonta a **128.215 MWh**, di cui la quota maggiore è destinata al **riscaldamento degli ambienti** (109.094 MWh), mentre una parte più contenuta riguarda la **produzione di acqua calda sanitaria** (19.121 MWh).

La rete è dimensionata per una **potenza di picco di circa 112 MW** e si sviluppa per una lunghezza complessiva di **31,4 km**, suddivisi in **11,8 km di tubi principali di distribuzione** e **19,7 km di collegamenti agli edifici**, con un totale di **549 giunti a T**. Al suo interno circolano circa **1.887 tonnellate di acqua**, pari a **1.932 m³**, a conferma della scala considerevole dell'infrastruttura. La densità termica raggiunge valori elevati: **4,1 MWh per metro lineare di rete** e **692 MWh per ettaro** di area servita, parametri che evidenziano un buon grado di utilizzo e una rete ben sfruttata.

L'intero fabbisogno termico è coperto dalla **centrale di produzione**, che fornisce annualmente **137.633 MWh**, con una potenza massima disponibile di circa **71 MW**. Le **perdite di rete** ammontano a **9.418 MWh**, pari a circa il **7% del calore distribuito**, un valore in linea con reti di analoghe dimensioni. Al contrario, non sono presenti sistemi di **recupero di calore di scarto** né a livello decentralizzato né dagli edifici serviti.

La rete è dedicata esclusivamente al riscaldamento: non fornisce servizi di raffrescamento e non sono presenti chiller decentralizzati. Per il funzionamento delle pompe, invece, il consumo elettrico è di circa **1.708 MWh/anno**, con una potenza installata di **1.493 kW**.

In sintesi, questa rete rappresenta un'infrastruttura di **grande scala**, caratterizzata da un'elevata densità energetica e da un numero consistente di edifici serviti. Si tratta di un sistema interamente centralizzato, senza recupero di calore di scarto, che garantisce la copertura del fabbisogno termico con valori di efficienza e di perdite coerenti con la complessità e l'estensione della rete.

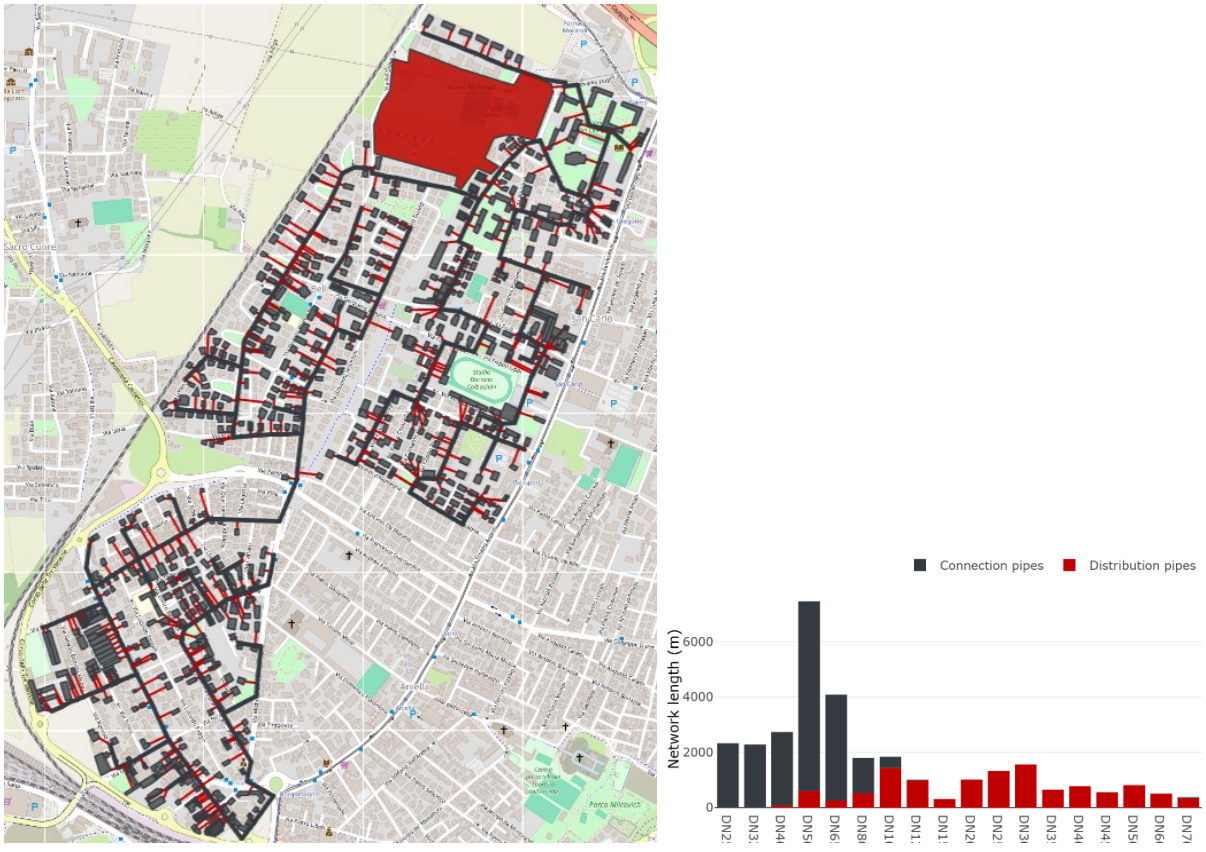


Figura 83: Layout della rete di TLR a servizio del quartiere Arcella.

Sant'Osvaldo

La rete di teleriscaldamento del **quartiere Sant'Osvaldo a Padova** potrebbe essere una delle infrastrutture energetiche più estese della città. Essa copre un'area di circa **227 ettari** e serve **797 edifici**, per una superficie riscaldata di oltre **1,15 milioni di m²**.

La **domanda termica complessiva** ammonta a circa **140.693 MWh/anno**, di cui **122.008 MWh** destinati al **riscaldamento degli ambienti** e **18.685 MWh** alla **produzione di acqua calda sanitaria**. La rete è dimensionata per una **potenza di picco pari a 81,6 MW**.

Dal punto di vista infrastrutturale, la rete si estende per **32,2 km**, suddivisi in **11,5 km di distribuzione principale** e **20,7 km di collegamento** agli edifici, con un totale di **613 giunti a T**. All'interno circolano circa **1.355 tonnellate di acqua** (pari a **1.388 m³**). La **densità termica lineare** è di **4 MWh/m**, mentre la **densità termica areale** raggiunge **621 MWh/ha**, valori che denotano un elevato grado di sfruttamento della rete.

Il calore è fornito principalmente dalla **centrale termica**, che produce circa **137.006 MWh/anno** (con una potenza installata di 51 MW), mentre le **perdite di rete** si attestano a **7.152 MWh/anno** (circa il 5% dell'energia distribuita). Una parte del fabbisogno è coperta dal **recupero di calore di scarto**, sia all'interno di alcuni edifici (**2.320 MWh**) sia tramite il recupero decentralizzato da tre edifici industriali (**8.519 MWh**, pari a circa il **6%** della domanda totale), reimmesso in rete.

Accanto al riscaldamento, la rete eroga anche **servizi di raffrescamento**, con una domanda annua di **9.068 MWh** e una potenza di picco di **3,18 MW**. Il raffrescamento è garantito da **chiller decentralizzati**, che richiedono un consumo elettrico di **4.369 MWh/anno**. Il funzionamento della rete è inoltre supportato dai sistemi di pompaggio, che assorbono **2.097 MWh/anno** e hanno una potenza installata di **1,2 MW**.

In sintesi, la rete di Sant'Osvaldo è un sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento di **grande estensione e densità energetica**, caratterizzato da un buon livello di efficienza, un **numero elevato di edifici collegati** e una **quota significativa di calore recuperato da fonti di scarto**, che contribuisce alla sostenibilità complessiva del servizio.



Figura 84: Layout della rete di TLR a servizio del quartiere Sant'Osvaldo.

Zona Industriale Sud

La rete di teleriscaldamento della **zona industriale sud di Padova** rappresenta un'infrastruttura energetica di ampia scala insistente in un'area con diversi uffici e siti di produzione ma anche principale polo logistico della zona industriale. Nonostante gli sforzi fatti si riterrà opportuno fare ulteriori approfondimenti con i principali interlocutori dell'area come Interporto Padova s.p.a. per fare un censimento dettagliato di tutte le aree riscaldate e relativi consumi. Considerando la limitata dipendenza dalle condizioni esterne del calore di processo, per questa rete lo scenario relativo all'effetto del cambiamento climatico non è stato simulato.

Si tratta di una rete di TLR di grande estensione, caratterizzata da una densità energetica elevata, un numero consistente di edifici serviti e un'importante integrazione di calore di recupero da acciaieria, depuratore Cà Nordio e datacenter di InfoCamere, che contribuisce a migliorarne le prestazioni complessive.

Poiché queste sorgenti non sarebbero sufficienti a soddisfare la potenza richiesta è stata definita la possibilità di integrazione con le seguenti due opzioni che sono confrontate nelle tabelle di seguito e in quelle riportate nell'Appendice 2. Secondo il risultato dell' ottimizzazione matematica riportato anche in Tabella 6 e nell'Appendice 2 il sistema potrebbe coprire tutto il fabbisogno integrando:

- un sistema con pompa di calore a circuito aperto utilizzando l'acqua di falda a 12°C (Scenario 2-ZIP SUD-3GDH-2025-WH–WSHP) di circa 19 MW_{th}, insieme ad un accumulo centralizzato di 3948 m^3;

oppure

- un sistema con pompa di calore a circuito chiuso con 1.089 sonde geotermiche (Scenario 2-ZIP SUD-3GDH-2025-WH–GSHP) di circa 22 MW_{th}, insieme ad un accumulo centralizzato di 2090 m^3 (quasi la metà rispetto al precedente);

Dalle simulazioni la configurazione leggermente più vantaggiosa dal punto di vista economico risulta quella con sonde geotermiche che permetterebbe di ottenere un **IRR del 15%** all'operatore contro il 13% rispetto allo stesso sistema con acqua di falda.

La rete ottimale con le sonde geotermiche **opera a 90°C costanti tutto l'anno per soddisfare dove la temperatura richiesta per il calore di processo**. Potrebbe essere in grado di coprire una domanda termica annua complessiva di circa **227.329 MWh**, con una potenza di picco delle sottostazioni di utenza installata di **141,5 MW**. La quota principale riguarda il **riscaldamento degli ambienti e processi industriali** (**221.351 MWh**), mentre una parte minore è destinata alla **produzione di acqua calda sanitaria** (**5.978 MWh**).

La rete si sviluppa per **28,3 km**, di cui **18,5 km di distribuzione** e **9,8 km di collegamento** agli edifici, con **263 giunti a T**. La massa d'acqua movimentata è pari a **2.638 tonnellate** (circa **2.701 m^3**), mentre i parametri di **densità termica** risultano significativi: **7,2 MWh/m** lungo la rete e **435 MWh/ha** rispetto all'area servita (**522 ettari**). Complessivamente, sono collegati **296 edifici**, per una superficie riscaldata superiore a **2,2 milioni di m^2**.

Il fabbisogno di calore è quasi interamente coperto dal sistema di generazione, che fornisce annualmente **230.667 MWh** con una potenza massima di circa **90 MW**. La rete presenta **perdite pari a 10.173 MWh** (circa il 4% del calore distribuito), un valore contenuto rispetto all'estensione dell'infrastruttura. Inoltre, è presente una quota di **recupero di calore di scarto decentralizzato** (circa il **2%** del calore immesso), proveniente dal data-center di InfoCamere e reimmesso in rete per un totale di **5.031 MWh**. All'interno dello stesso edificio è possibile recuperare **1.804 MWh** per coprire i suoi fabbisogni di riscaldamento. Grazie a questo sistema di chiller decentralizzati il sistema eroga anche il servizio di **raffrescamento al data-center di InfoCamere**, con una domanda annua di **8.760 MWh** e una potenza di picco di **1 MW**, che comportano un consumo elettrico di **3185 MWh/anno**. Al funzionamento della rete contribuiscono inoltre i sistemi di pompaggio, con un assorbimento di **3.951 MWh/anno** e una potenza installata di **1.776 kW**.

Oltre a questo, la principale fonte di calore del sistema è Acciaierie Venete da cui grazie alle interazioni ricevute sembra sia possibile recuperare calore ad alta temperatura (oltre 90°C senza necessità di pompa di calore) con una potenza di picco di **35MW** circa **144.562 MWh** pari al 61% rispetto al fabbisogno totale del sistema. Poiché l'acciaieria ha dei periodi di fermo che sono stati identificati in circa 9 settimane all'anno, si è provveduto a inserire un sistema di back-up con caldaia a gas della stessa potenzialità che contribuisce per il **5%** al calore generato.

L'altra fonte di calore di scarto importante ma a bassa temperatura (15°C) è stato considerato il depuratore Cà Nordio (disponibilità di potenza media stimata in 15,5 MW_{th}) da cui grazie a un sistema con pompa di calore ad alta temperatura con **potenza complessiva pari a 26,5 MW_{th}** potrebbe essere possibile coprire il 30% del calore necessario da generare.

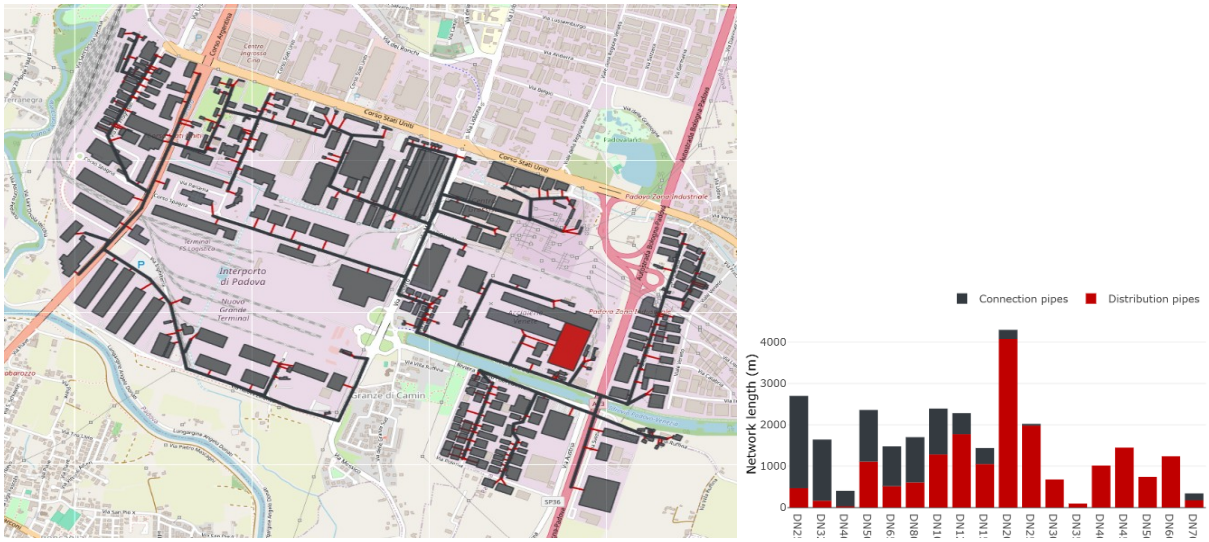


Figura 85: Layout della rete di TLR a servizio della Zona Industriale Sud.

Tabella 5: Parametri principali della rete di teleriscaldamento selezionata a servizio della Zona Industriale Sud di Padova (Scenario 3GDH-2025 - WH – GSHP).

	Consumo annuale	Potenza installata/ valore di picco	Proprietà della rete	
Riscaldamento	221.351 MWh	140.104 kW	Lunghezza del percorso	28,3 km
Acqua calda Sanitaria (ACS)	5.978 MWh	1.669 kW	*di cui tubi di distribuzione*	18,5 km
Totale domanda di riscaldamento	**227.329 MWh**	**141.498 kW**	*di cui tubi di collegamento*	9,8 km
Calore di scarto recuperato all'interno dello stesso/i edifici	– 1.804 MWh	0	Numero di giunti a T	474
Calore prelevato dalla rete di teleriscadamento	225.525 MWh	140.535 kW	Massa d'acqua	2.653 t
Calore di scarto recuperato e immesso nella rete di TLR	– 5.031 MWh	948 kW	Volume d'acqua	2.730 m³
Perdite di rete	10.173 MWh	1.560 kW	Densità termica lineare	7,4 MWh/m
Calore fornito dalla centrale termica	230.667 MWh	90.461 kW	Area del distretto	522 ha
Totale domanda di raffrescamento	**8.760 MWh**	**1.000 kW**	Densità termica	435 MWh/ha
Consumo elettrico per chiller decentralizzati	3.185 MWh	0	Numero di edifici collegati alla rete	296
Consumo elettrico per pompaggio	3951 MWh	1.776 kW	Area riscaldata	2.218.337 m²

Tabella 6: Contributo delle diverse fonti simulate nei due scenari con pompe di calore a circuito aperto (WSHP) e a circuito chiuso (GSHP).

	2-ZIP SUD -3GDH-2025 - WH - WSHP			3-ZIP SUD -3GDH-2025 - WH - GSHP		
Fonti	**Potenza installata/ valore di picco [MW]**	**Produzione annuale [MWh]**	**Contributo relativo**	**Potenza installata/ valore di picco [MW]**	**Produzione annuale [MWh]**	**Contributo relativo**
Calore di scarto - Acciaierie Venete	35	140.427	60%	35	144.562	61%
Calore di scarto con pompa di calore - Datacenter di InfoCamere	1	5.031	2%	1	5.031	2%
Calore di scarto con pompa di calore - Depuratore Cà Nordio	16	28.434	12%	16	71.054	30%
Pompa di calore con sonde geotermiche a circuito aperto (WSHP) o chiuso (GSHP)	19	56.721	24%	22	8.631	4%
Back-up - Caldaie a gas	35	5.163	2%	35	11.020	5%
Back-up - Caldaie elettriche	45			45		

Considerando la soluzione più vantaggiosa che include il campo di sonde geotermiche, i costi totali di questa configurazione ammontano a circa 174 M€ e ripartiti secondo il grafico a torta sottostante con il 28% che riguarda i costi per l'infrastruttura di rete di TLR e il 19% per i sistemi di generazione nelle centrali. Considerando che circa 32.6 M€ potrebbero essere recuperati dalle entrate dei costi di allaccio dei vari utenti (ipotizzati tutti all'anno 0), l'investimento iniziale simulato ammonta a circa 141,4 M€. Considerando la vendita di energia termica e frigorifera e la quota di potenza in bolletta le entrate annue sono di circa 31,5 M€. I costi energetici totali ammontano a 8,5 M€ di cui 1,445 M€ per compensare il calore ad alta temperatura fornito dall'acciaieria (costo 0,01 €/kWh) e 0,208 M€ per comprare il calore a bassa temperatura fornito dal depuratore (costo 0,005 €/kWh). Considerando tutti i flussi di cassa attualizzati si ottiene dal punto di vista economico un IRR del 15%, un payback time di 9 anni e un Levelized costs of heat (LCOH) di 0,088 €/kWh pari a circa una riduzione del 40% rispetto al valore di baseline.

Se consideriamo il solo servizio di riscaldamento (fornitura di energia e quota di potenza), la bolletta annuale di tutta la comunità allacciata a questa rete ammonta a circa 31 M€ mentre nella baseline considerando anche la manutenzione delle caldaie individuali a gas si arriva a

29,4 M€ (pari a circa il 5,4 % in più). Tuttavia, è rilevante evidenziare come vengono abbattute drasticamente le emissioni di CO_2 che arrivano ad una riduzione dell'88%. Quest'investimento potrebbe portare alla creazione di circa 24 posti di lavoro full-time permanenti oltre a quelli temporanei generati in fase di realizzazione.

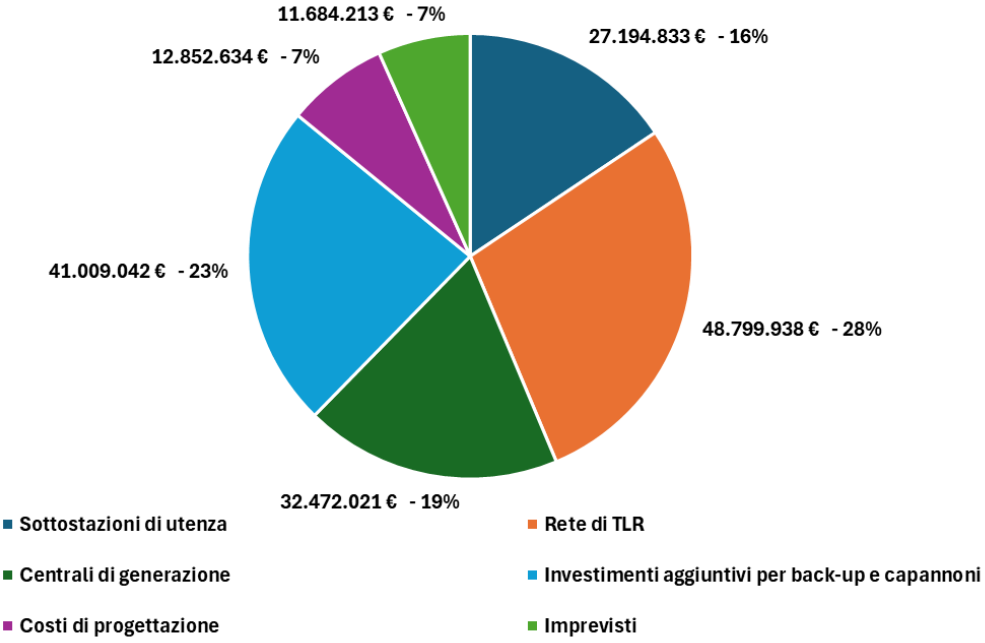


Figura 86: Ripartizione dei costi di investimento del sistema considerato (scenario 3-ZIP SUD -3GDH-2025 - WH – GSHP).

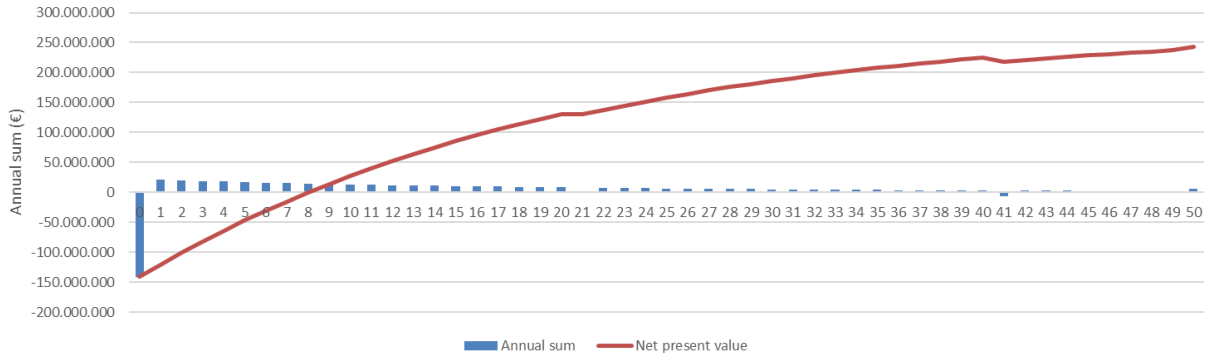


Figura 87: Flussi di cassa per il sistema considerato (scenario 3-ZIP SUD -3GDH-2025 - WH – GSHP).

Capitolo 5: Strategie di governance e potenziali strumenti di finanziamento

Strategie di governance per la progettazione, realizzazione e gestione di reti di teleriscaldamento di ultima generazione

La seguente sezione mira a riassumere alcune strategie che potrebbero essere seguite per mettere a terra i potenziali progetti di reti di teleriscaldamento identificati nei capitoli precedenti evidenziando per ognuna gli aspetti positivi e negativi.

SCENARIO 1: Engineering, Procurement, and Construction Management mediante APPALTO INTEGRATO - O&M a carico della P.A.

La Pubblica Amministrazione, dopo essersi avvalsa dei necessari supporti qualificati al fine di indirizzare le proprie logiche di pianificazione strategica, avendo dunque individuato valide alternative tecnico-economiche, bandisce una Gara di Appalto Integrato finalizzata alla progettazione di dettaglio, costruzione e commissioning dell'infrastruttura di teleriscaldamento.

La PA copre interamente il CAPEX, avvalendosi, qualora possibile, di fondi e sovvenzioni di matrice pubblica (siano essi rotativi, a fondo perduto, ecc..).

La medesima PA rimane dunque proprietaria dell'infrastruttura, che gestisce con personale proprio o società in house: copre interamente gli OPEX, essendo responsabile della conduzione e manutenzione.

Lo Scenario è complessivamente sostenibile qualora la Pubblica Amministrazione abbia capacità tecnica e finanziaria solide e consolidate, e, in ogni caso, allorquando l'infrastruttura sia a tutti gli effetti strategica in un più ampio contesto urbano e sociale.

PROS SCENARIO 1:

- Governance: la PA guida la progettazione, detta gli standard tecnologici (su base normativa comunitaria), governa la politica tariffaria-
- Allineamento con l'interesse pubblico: la PA può ottimizzare la rete per il beneficio ambientale e sociale, al di là di logiche P&L;
- Maggiore capacità di accesso a fondi pubblici;
- Applicazione di tariffe potenzialmente più basse rispetto a consorzi/cordate di diritto privato.

CONS SCENARIO 1:

- Rischio operativo ed economico a carico esclusivo della PA: imprevisti tecnici, aumento costi, mancata domanda;
- Oneri di gestione nel lungo periodo: evoluzioni normative e/o in ambito commerciale, customer care, manutenzione, aggiornamenti tecnologici;
- Necessità di disporre di capacità tecnica interna, qualora la PA manchi di un braccio operativo (es. Utility controllata);
- Onere economico/finanziario imputato ad un centro di costo di spesa pubblica;
- Scarso o nullo coinvolgimento decisionale e partecipativo dei prosumer (utenti finali non pubblici).

SCENARIO 2: Concessione in chiave Design Build Finance Management - P.A. proprietaria dell'infrastruttura

La Pubblica Amministrazione, dopo essersi avvalsa dei necessari supporti qualificati al fine di indirizzare le proprie logiche di pianificazione strategica avendo dunque individuato valide alternative tecnico-economiche, bandisce una gara di Concessione per la progettazione, costruzione e gestione dell'infrastruttura di teleriscaldamento (**DBFM – Design Build Finance Management**).

In tal senso:

- La PA rimane proprietaria dell'infrastruttura, e partecipa con una quota in equity (capitale pubblico) alla società di progetto o al veicolo del concessionario;
- Il Concessionario privato costruisce, gestisce e manutiene l'infrastruttura, detenendo la medesima nelle proprie disponibilità per un periodo temporale ampio (almeno 20 anni);

Lo Scenario è tendenzialmente applicabile qualora la Pubblica Amministrazione non abbia capacità tecnico-finanziaria tale da potere internalizzare i rischi operativi e collaterali e , contestualmente, vi siano operatori di mercato qualificati e affidabili – eventualità piuttosto comune nell'ambito della produzione e distribuzione dell'energia.

Il modello economico-finanziario è certamente più snello e orientato al risultato, sebbene in protezione dell'interesse pubblico tramite il meccanismo di equity e vigilanza.

PROS SCENARIO 2:

- Trasferimento del rischio operativo: la gestione, inclusi OPEX, è responsabilità del concessionario;
- Accelerazione dei tempi di realizzazione e commissioning: i soggetti privati sono incentivati a chiudere i lavori rapidamente per attivare i flussi di cassa.
- Tendenziale efficienza del soggetto privato nella gestione operativa/governativa e nell'introduzione di elementi innovazione tecnologica.
- Partecipazione pubblica in equity: la PA ha potere nelle scelte strategiche, incassa dividendi (se previsti), e può eventualmente calmierare le tariffe.

CONS SCENARIO 2:

- Tendenziale complessità nella governance contrattuale e operativa: il contratto deve essere corredato da solide garanzie economico-finanziarie nonché da una matrice dei rischi tale da non generare squilibri;
- Introduzione di logiche di profitto o "speculazione energetica", per cui le tariffe applicate possono essere superiori a quanto derivabile da OPEX e ROI.
- Rischio di fallimento o inadempienza del concessionario, che richiederebbe subentro o affidamento a terzi;
  Oggettiva difficoltà nel coinvolgimento decisionale e partecipativo dei prosumer (soggetti privati), legata in particolar modo a barriere commerciali e burocratiche.

SCENARIO 3: Costruzione, gestione e finanziamento dell'infrastruttura in logica COOPERATIVA

Una cooperativa è una forma giuridica basata sulla partecipazione attiva degli utenti o dei produttori, particolarmente adatta in progetti per i quali gli utenti finali vogliono essere anche proprietari e decisori del sistema.

L'assetto cooperativo può aggregare tra loro diversi attori, tra i quali:

- Utenti finali (prosumer);
- Comuni o enti pubblici locali, in genere inquadrabili come Soci Promotori;
- Aziende produttive, magari avanti disponibilità di cascami termici;
- Imprese di facility & construction
- Player/Utility operanti sul mercato dell'energia, in particolare, quella rinnovabile.

L'unione avviene su base volontaria e con forme di responsabilità limitata, secondo logiche di governance per le quali – ad esempio – il costruttore o il gestore dell'infrastruttura possono configurarsi non necessariamente quali promotori ma anche meri fornitori di servizi, la cui azione è regolata da una contrattualistica garantita da organi di sorveglianza.

Questo tipo di forma societaria si sta progressivamente imponendo in contesti micro-urbani o di quartiere, laddove vi sia una volontà condivisa di investire su progetti di matrice energetica sostenibili e accessibili, come, appunto, il teleriscaldamento di quarta e quinta generazione.

Come riscontrabile in alcuni casi studio riconducibili a comunità locali del Nord Europa, l'approccio tipico mostrato dalle cooperative è quello di reinvestire gli eventuali profitti generati in nuovi servizi per la cooperativa stessa e per i suoi membri, generando in tal modo un elevato engagement collettivo.

PROS SCENARIO 3:

- Coinvolgimento diretto della comunità aderente: i cittadini, gli Enti o le aziende che useranno il calore/raffrescamento possono essere soci, co-proprietari e decisori.
- Stabilità di lungo termine: orientata al benessere degli utenti e, secondariamente, dividendi.
- Accesso privilegiato a finanziamenti agevolati (regionali, UE, bandi per comunità energetiche et sim.).

- Governance democratica: garantisce trasparenza e fiducia.

CONS SCENARIO 3:

- Capacità iniziale di investimento limitata: qualora la maggioranza dei soci sia costituita da cittadini o PMI, potrebbe mancare il capitale necessario per la realizzazione dell'infrastruttura;
- Processo decisionale tendenzialmente lento: la governance democratica può limitare, per tempi e modi, le scelte tecniche e strategiche;
- Necessità di comporre una linea di governance adeguata: serve una struttura competente per gestire l'infrastruttura per-se nonché i rapporti con Enti e stakeholders.

SCENARIO 4: Costruzione e fruizione dell'infrastruttura in logica COOPERATIVA di "COMUNITÀ ENERGETICA" + ricorso a CROWDFUNDING (Equity Based)

Il *crowdfunding* è una modalità di finanziamento diffuso tramite piattaforme digitali: nella declinazione *"Equity-based"*, ogni investitore ottiene quote della costituenda società.

Il ricorso al crowdfunding, già collaudato nella costituzione di piccole cooperative in ambito energy[29], si rivela uno strumento efficace al fine di garantire:

- Un accesso rapido a capitale "pronto" e con oneri fiscali ridotti, utile per avviare studi di fattibilità, impianti pilota o prime connessioni.
- Un forte coinvolgimento di tutti i soggetti partecipanti;
- Un elevato grado di flessibilità e diversificazione dei finanziamenti, propedeutico alla costruzione di una capitalizzazione equilibrata;
- Elevata visibilità e consenso diffuso.

In tale scenario ibrido, la strategia complessiva potrebbe dunque configurarsi come segue:

Fase 1: Preliminary, che comprende:

- Campagne di sensibilizzazione e di promozione dell'iniziativa;
- Costituzione di una cooperativa con cittadini, imprese (prosumer), operatori qualificati (es. Utility) e Pubblica Amministrazione;
- Avvio di una campagna di crowdfunding (equity-based) per raccogliere i fondi necessari alla progettazione e prima infrastruttura;
- Preliminary Design, interlocuzione con gli stakeholders.

Fase 2: EPCM, per cui:

- Si procede alla fase di Detailed Design;

29https://www.crowdthermalproject.eu/wp-content/uploads/2021/09/CROWDTHERMAL-D2.3-Innovative-Finance-Schemes-Final-v2.pdf

- Si programma la partecipazione a bandi (PNRR, fondi UE, et sim.) e stipulare partnership con imprese esperte (ESCO, utility) per costruire e gestire la rete;
- Possono essere emessi mini bond energetici o replicare campagne di crowdinvesting se servono fondi ulteriori.

Fase 3: O&M

- La cooperativa gestisce la rete e garantisce trasparenza.
- Gli utili sono ridistribuiti in forma di sconti in bolletta, nuovi investimenti o ritorno economico per i primi investitori.

Strumenti di finanziamento per infrastrutture energetiche

La realizzazione di reti di teleriscaldamento costituisce una delle infrastrutture strategiche più rilevanti per la transizione energetica europea. Si tratta di **progetti in infrastrutture ad alta intensità di capitale, con costi iniziali elevati e ritorni economici distribuiti su lunghi orizzonti temporali**. Per garantirne la fattibilità finanziaria, è indispensabile adottare un approccio multilivello che combini capitale proprio, debito e strumenti di supporto pubblico, con un'attenzione particolare alla **gestione dei rischi e alla creazione di valore per gli investitori e per le comunità locali.** Alcuni strumenti identificati sono riportati di seguito e ovviamente la loro adozione dipende da quali scenari di governance si vuole adottare secondo le opzioni riportate precedentemente.

Il primo elemento della struttura finanziaria è rappresentato dal capitale proprio, conferito sia da sponsor industriali sia da fondi infrastrutturali. Le utility energetiche e le società multi-utility sono spesso in prima linea in qualità di investitori di lungo periodo, in grado di assicurare non solo risorse finanziarie, ma anche competenze operative e un radicamento nel mercato. Accanto a esse, i **fondi infrastrutturali e di private equity** dimostrano un crescente interesse verso asset regolati o semi-regolati, caratterizzati da ritorni stabili e resilienti. In molti casi, anche le amministrazioni pubbliche locali partecipano al capitale, garantendo un allineamento di interessi con il territorio e rafforzando la legittimità sociale dell'iniziativa.

Il secondo pilastro è costituito dal capitale di terzi. Nella maggior parte dei casi, lo strumento più adatto è il **project financing, in cui il servizio del debito è garantito dai flussi di cassa generati dall'infrastruttura**. Questa soluzione, tuttavia, richiede la presenza di contratti di lungo termine e un quadro tariffario affidabile, in grado di ridurre l'esposizione al rischio. In alternativa, quando il promotore è un operatore con una struttura patrimoniale solida, è possibile ricorrere al corporate financing, che consente di accelerare i tempi di finanziamento. Negli ultimi anni si sono affermati inoltre strumenti di mercato come i green bond e i sustainability-linked bond, che attraggono capitali da investitori istituzionali sensibili ai criteri ESG, ampliando la platea di finanziatori e consolidando il posizionamento sostenibile del progetto. A queste soluzioni si aggiungono i prestiti agevolati messi a disposizione dalla Banca Europea per gli Investimenti e dalle banche di sviluppo nazionali, che svolgono un **ruolo fondamentale di de-risking** e spesso fungono da leva per mobilitare ulteriori capitali privati.

Un contributo significativo deriva poi dai **fondi e dagli incentivi pubblici**. A livello europeo, strumenti come l'Innovation Fund, i fondi strutturali e di coesione consentono di ridurre l'onere dell'investimento e aumentare la redditività complessiva. Analogamente, i programmi nazionali di incentivazione del calore rinnovabile e dell'efficienza energetica, come il Conto Termico, contribuiscono a migliorare la bancabilità dei progetti. La presenza di tali incentivi è spesso decisiva per attrarre investitori privati, in quanto riduce il costo medio ponderato del capitale e rafforza la sostenibilità economica dell'infrastruttura.

Un ulteriore modello di finanziamento è rappresentato dai **partenariati pubblico-privati**, che consentono di condividere rischi e oneri tra amministrazioni e operatori privati. Tali formule si rivelano particolarmente efficaci nel caso di reti urbane, dove la collaborazione con i comuni è essenziale sia per l'accesso al suolo pubblico sia per l'integrazione con la pianificazione energetica locale.

Accanto agli strumenti tradizionali, si stanno diffondendo soluzioni innovative come il **crowdfunding energetico** e i minibond, che, pur avendo una capacità finanziaria più limitata, permettono di coinvolgere direttamente cittadini e comunità energetiche. Questo contribuisce a rafforzare l'accettazione sociale e a trasformare i progetti in iniziative condivise a livello territoriale. Inoltre, strumenti di garanzia come quelli previsti dal programma InvestEU consentono di ridurre il rischio percepito dagli investitori privati, favorendo l'accesso al credito e facilitando il closing finanziario di operazioni complesse.

In conclusione, il finanziamento di reti di teleriscaldamento richiede un approccio integrato e bilanciato, in cui equity, **debito e contributi pubblici si combinano per costruire una struttura finanziaria sostenibile e resiliente**. Gli operatori che sapranno orchestrare in modo sinergico queste fonti di capitale non solo garantiranno la fattibilità dei progetti, ma contribuiranno anche a creare valore economico, ambientale e sociale, in piena coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione e con le esigenze delle comunità locali.

Strumento	Fonte	Vantaggi	Svantaggi	Tipico utilizzo
Equity (capitale proprio)	Sponsor industriali, fondi infrastrutturali, enti pubblici	Condivide il rischio, aumenta credibilità verso banche	Diluisce la proprietà, ritorni più lenti	Quota iniziale di capitale, segnale di commitment
Project financing (debito)	Banche commerciali, consorzi bancari	Ripaga su flussi di cassa futuri, non grava (molto) sul bilancio sponsor	Richiede contratti solidi e previsioni affidabili	Progetti standalone di grande scala
Corporate financing (debito)	Utility o imprese solide	Accesso veloce, condizioni spesso migliori	Aumenta l'indebitamento della società	Espansione rete da parte di utility esistenti
Green bonds / Sustainability bonds	Investitori istituzionali (fondi ESG, assicurazioni)	Attrae capitali ESG, immagine positiva	Costi di emissione e compliance	Progetti con chiara componente green
Prestiti BEI	Banca Europea per gli Investimenti	Tassi bassi, lungo termine, effetto leva su altri investitori	Iter di approvazione complesso e lungo	Grandi infrastrutture pubbliche/strategiche
Prestiti banche sviluppo nazionali	Cassa Depositi e Prestiti	Condizioni favorevoli, supporto tecnico	Vincoli nazionali e settoriali	Cofinanziamento con altri strumenti
Fondi europei (Innovation Fund, ERDF, ecc.)	Commissione UE, fondi strutturali	Cofinanziamento a fondo perduto, riduce capex	Competitività, burocrazia elevata	Progetti innovativi o in aree di coesione
Incentivi nazionali	Governi, enti regolatori	Sussidi diretti, tariffe agevolate	Dipendono da policy nazionali, rischio regolatorio	Sostegno operativo o all'investimento
PPP (partenariati pubblico-privati)	Comuni + privati	Condivisione rischi e investimenti, governance mista	Struttura complessa, lunga negoziazione	Reti urbane di interesse pubblico
Crowdfunding energetico / Minibond	Cittadini, comunità energetiche	Coinvolgimento locale, accettazione sociale	Ticket piccolo, limitata scalabilità	Progetti locali o componenti parziali
Garanzie pubbliche (InvestEU, ecc.)	UE, governi nazionali	Riduce rischio percepito, facilita accesso al credito	Non finanziano direttamente, solo mitigano rischio	Complemento a debito bancario o bond

Scenario finanziario di riferimento (CAPEX €25 mln) e percorso di finanziabilità per lo scenario 2: concessione in chiave DBFM - P.A. proprietaria dell'infrastruttura

Per rendere bancabili le reti individuate, si propone uno scenario di riferimento basato su una concessione **DBFM con proprietà pubblica dell'infrastruttura e presidio tramite una quota di equity pubblico nella società di progetto**. L'assetto combina contributi a fondo perduto, debito a lungo termine BEI/CDP e equity pubblico-privata in modo da abbassare il costo medio del capitale, stabilizzare le tariffe e garantire tempi di esecuzione rapidi.

Su un investimento di **€25 milioni**, un mix indicativo efficiente prevede: **20% contributi** (fondi UE/nazionali/regionali), **60% debito senior BEI/CDP** e **20% equity** (circa 12% pubblica e 8% privata). Con questa struttura, il Costo Medio Ponderato del Capitale (Weighted Average Cost of Capital – WACC) effettivo dell'operazione si attesta intorno al 3,3% nominale considerando il contributo a costo nullo; con contributo ridotto al 10% il WACC stimato salirebbe a 3,7%, mentre in assenza di contributi si collocherebbe attorno a 4,1%. **Il debito può essere strutturato su 20–22 anni**, con **tasso fisso indicativo 3,5%**, 2 anni di preammortamento e sculpting su DSCR[30] target 1,25 (P90); l'equity combina una componente pubblica "paziente" (rendimento atteso 4% nominale) e una componente privata disciplinante (rendimento atteso 8,5%), con clausole di profit-sharing in caso di extra-margine.

L'impatto tariffario della sola componente rete (capitale + O&M, al netto dei costi energia) risulta sostenibile: con 100 GWh/anno consegnati, **l'onere annuo per coprire capitale e O&M è dell'ordine di €2,6 milioni**, equivalenti a €26–27/MWh; a 80 GWh/anno si assesta intorno a €33/MWh. La quota variabile della tariffa continuerà a coprire la componente energia (elettricità per pompe di calore, integrazioni, ecc.) ed è quindi indicizzata a driver energetici; in concessione è opportuno adottare un regime price-cap pluriennale con regole di indicizzazione e di condivisione degli extra-profitti, così da proteggere gli utenti e rendere prevedibili i flussi per i finanziatori.

Il percorso di finanziabilità segue quattro passaggi lineari: (i) **preparazione tecnica con assistenza tipo ELENA** (progetto esecutivo, data-room, capitolati, matrice dei rischi e schema tariffario preliminare); (ii) **strutturazione del term-sheet** (mix fonti, WACC, obiettivi DSCR/tenor, regole tariffarie); (iii) **procurement e closing** (appalto integrato o concessione DBFM, firma contratti EPC/O&M/Concessione, finanziamento BEI/CDP e, se utile, garanzie InvestEU); (iv) **avvio e monitoraggio con KPI/SLA[31]** su ΔT, perdite e continuità di servizio,

30 Debt Service Coverage Ratio (DSCR): È un indicatore finanziario che misura la capacità di un'impresa o di un progetto di onorare i propri impegni di debito futuri. Un DSCR superiore a 1 indica che l'azienda ha sufficienti flussi di cassa per coprire il servizio del debito e avere un margine di manovra aggiuntivo.

31 Service Level Agreement (SLA) o Accordo sul Livello di Servizio è un contratto che definisce gli standard di qualità del servizio tra un fornitore e un cliente.

oltre a una revisione periodica di tariffe e piano investimenti entro le regole concordate. In parallelo è consigliabile attivare linee dedicate agli allacci/retrofit (schema retail tipo PF4EE), così da accelerare la domanda iniziale senza appesantire il bilancio del progetto. Questa combinazione consente di **mantenere la governance pubblica, favorire l'efficienza realizzativa e garantire bancabilità con coperture DSCR confortevoli**.

Roadmap attuativa (sintesi operativa)

Per dare esecuzione allo scenario finanziario proposto, il percorso si articola in quattro passaggi lineari. Si **avvia con la preparazione tecnica**, idealmente sostenuta da un programma di assistenza (es. ELENA), **per arrivare a un progetto esecutivo completo**, con data-room, capitolati, schema tariffario preliminare e matrice dei rischi. Su questa base si procede alla **strutturazione finanziaria con la negoziazione del term-sheet**: vengono fissati il mix di risorse (equity, debito BEI/CDP, eventuali contributi), il costo medio del capitale e gli obiettivi di copertura del debito (DSCR/tenor), nonché le regole di indicizzazione e, in concessione, il regime di price-cap e profit-sharing. Segue il **procurement, appalto integrato o concessione DBFM** secondo lo scenario, e il **closing finanziario con la sottoscrizione dei contratti EPC/O&M/Concessione e l'erogazione delle prime tranche**. In parallelo o subito dopo, l'attivazione di linee dedicate agli allacci e ai retrofit lato utenze accelera la domanda iniziale senza gravare sulla SPV. Con la messa in esercizio, il gestore avvia il monitoraggio su indicatori di servizio (ΔT, perdite, indisponibilità), aggiorna periodicamente tariffe e piano investimenti entro le regole concordate e rendiconta verso l'ente concedente e i finanziatori. Ogni fase è chiusa da un gate decisionale che verifica tre elementi: coerenza tecnica (densità e perdite), sostenibilità economico-finanziaria (LCOH e DSCR sugli scenari P50/P90) e conformità regolatoria (qualifica di "sistema efficiente" lungo l'orizzonte di piano).

Roadmap, output e responsabilità

Fase	Orizzonte indicativo	Output chiave	Gate decisionale (cosa si verifica)	Responsab.
Preparazione tecnica	6–9 mesi	Progetto esecutivo, data-room, capitolati, schema tariffario preliminare, matrice rischi	Densità e perdite a target; LCOH preliminare; coerenza con "sistema efficiente"	PA/PMO, progettisti, Owner's Engineer
Strutturazione finanziaria (term-sheet)	2–4 mesi	Mix fonti (equity/debito/grant), WACC, DSCR/tenor, regole di indicizzazione e price-cap/profit-sharing	DSCR P90 ≥ target; copertura contributi; sostenibilità tariffaria	Advisor finanziario, PA, lender (BEI/CDP), SPV
Procurement	6–9 mesi	Aggiudicazione	Conformità	Stazione

& closing		EPC/Concessione, contratti EPC/O&M/Concessione, finanziamento sottoscritto	gare/aiuti di Stato; condizioni sospensive soddisfatte; erogabilità tranche	appaltante, SPV, lender
Costruzione & messa in esercizio	12–24 mesi	Avanzamento lavori, pre-commissioning/commissioning, allacciamento prime utenze	Collaudi; KPI di resa termica; readiness commerciale	EPC contractor, SPV/gestore, PA
Esercizio & ramp-up	12–18 mesi (sovrapposti)	Raggiungimento volumi contrattualizzati, avvio monitoraggio KPI/SLA	ΔT, perdite, indisponibilità entro soglia; DSCR effettivo in linea	Gestore/ SPV, PA, lender

Supporto finanziario e incentivi

Nelle seguenti sezioni vengono descritti i principali schemi di incentivo che sono emersi negli ultimi anni a supporto delle reti di teleriscaldamento a livello nazionale e regionale.

Opportunità di co-finanziamento e incentivi a livello nazionale

Contributi statali PNRR per reti di teleriscaldamento efficienti (scaduti)

Nel 2022 il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) [32] ha pubblicato l'avviso pubblico per l'Investimento 3.1 (PNRR, Missione 2 – Componente 3), destinato a finanziare progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti. L'obiettivo era promuovere la costruzione di nuove reti e l'estensione o il potenziamento di quelle esistenti, con priorità per soluzioni basate su fonti rinnovabili, calore di scarto e cogenerazione ad alto rendimento[33].

La dotazione complessiva era di **200 milioni di euro**, di cui:

- **50 milioni** riservati a progetti di piccole dimensioni (investimento < 10 milioni di euro),
- **150 milioni** destinati a tutti gli altri progetti.

È stato attivato un apposito portale del GSE[34] e successivamente, a fine 2022, sono stati selezionati i primi **29 progetti** finanziati tramite decreto ministeriale, poi aumentati nel corso del 2023 con ulteriori **26 progetti**, portando il totale a **54** progetti per **circa 258 milioni di euro** stanziati[35].

32 https://www.lavoripubblici.it/news/pnrr-200-milioni-sistemi-teleriscaldamento-efficiente-29087
33 https://www.mase.gov.it/portale/misura-3-sistemi-di-teleriscaldamento
34 https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/sviluppo-sistemi-di-teleriscaldamento
35 https://www.rinnovabili.it/energia/termico/pnrr-teleriscaldamento-efficiente-progetti

Al momento non risultano ulteriori tranche o nuove rotazioni di fondi PNRR specificamente dedicate alle reti di teleriscaldamento efficienti al di là dei 200 milioni già gestiti nell'ambito dell'Investimento 3.1. Tuttavia, secondo quanto indicato dalla piattaforma OpenPNRR, l'investimento è ancora in fase di attuazione e "in corso", con target di completamento previsti fino al 4° trimestre del 2026.

Conto termico 2.0 e 3.0

Il **Conto Termico 2.0**, introdotto dal DM 16 febbraio 2016 e operativo dal 31 maggio 2016, è un incentivo pubblico volto a promuovere l'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. In particolare, per quanto riguarda **gli impianti asserviti a reti di teleriscaldamento (e teleraffrescamento) possono essere incentivati i campi solari termici[36] dove** l'incentivo è destinato alla produzione di energia termica (non elettrica) che può essere immessa in tali reti. Tuttavia l**'impianto deve avere una superficie solare lorda inferiore o uguale a 2.500 m²**. Oltre tale valore l'impianto non può essere più incentivato e oltre i **100 m²** è obbligatoria l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore e la comunicazione al GSE delle misure dell'energia termica annualmente prodotta. L'incentivo non è di natura fiscale e si riceve tramite bonifico bancario, erogato direttamente dal GSE. Può arrivare fino al 65% delle spese sostenuti ammissibili. Può essere chiesto dalle Amministrazioni Pubbliche e i Soggetti privati direttamente o indirettamente tramite una ESCo.

Dalla bozza del **Conto Termico 3.0** approvata dalla conferenza Stato Regioni il 5 Agosto 2025, emerge che ci sono diverse tipologie di interventi e impianti collegati a reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento, mirando all'incremento dell'efficienza energetica e alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Di seguito sono descritti i tipi di interventi incentivati:

- **Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con generatori a biomassa per teleriscaldamento/teleraffreddamento**:

  Questo include la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti (o per il riscaldamento di serre e fabbricati rurali esistenti, o per processi produttivi) con impianti dotati di **generatori di calore alimentati da biomassa**, **compresi sistemi ibridi factory made o bivalenti a pompa di calore**, per l'immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento. L'intervento è circoscritto alla riqualificazione della sola centrale termica, escludendo il circuito secondario del teleriscaldamento.

  È richiesta l'installazione di strumenti di misura certificati da terzi e accessibili ai controlli nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW., e l'incentivo è calcolato e erogato sulla base delle misure annuali della produzione ascrivibile a fonte rinnovabile. L'incentivo per questi specifici interventi è **ridotto del 20%** e avrebbe una durata di 5 anni per impianti con potenza termica nominale al focolare maggiore di 35 kW e inferiore o uguale a 2.000 kW.

36 https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/conto-termico/interventi-incentivabili/solare-termico-2c

Per le sole aziende agricole e le imprese operanti nel settore forestale è ammessa all'incentivo, oltre alla sostituzione anche l'installazione di questi impianti.

- **Installazione di impianti solari termici per teleriscaldamento/teleraffreddamento**: è incentivata l'installazione di **impianti solari termici per l' immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento** in maniera analoga al Conto Termico 2.0. L'incentivo annuo è calcolato con coefficienti specifici a seconda della superficie solare lorda e viene dato in 5 rate annuali costanti se ha una superficie solare lorda superiore a 50 metri quadrati e inferiore o uguale a 2.500 metri quadrati.
- **Allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti**: sono incentivati gli interventi di **sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti**. Le spese ammissibili includono l'installazione della sottostazione di utenza, il collegamento alla rete di telecontrollo, e le spese sostenute per le opere di allacciamento alla rete di teleriscaldamento esistente, come scavi, reinterri, ripristini, fornitura e posa tubazioni e relative opere accessorie

  L'incentivo per l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti è calcolato in base a una percentuale della spesa ammissibile (65%) e alla potenza nominale della sottostazione installata, con valori massimi specifici in euro. Può arivare al massimo a 6500 euro per sottostazioni inferiori a 50 kWt, 15000 euro per sottostazioni con potenza nominale tra 50 kW_{th} e 150 kW_{th} e 30000 euro per sottostazioni con potenza nominale superiore a 150 kW_{th}.

  Questi sistemi devono ricadere nelle reti di teleriscaldamento censite nella "Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento" istituita dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente mediante deliberazione 574/2018/R/tlr[37].

Certificati Bianchi o Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica - TEE) incentiva progetti di efficienza energetica che generano risparmi addizionali, calcolati confrontando i consumi ante e post intervento, a parità di servizio. La valutazione può avvenire tramite il metodo a **Consuntivo (PC)**, con misurazioni puntuali e un risparmio minimo di 10 TEP/anno, o il metodo **Standardizzato (PS)**, basato su algoritmi e campionamento, con un minimo di 5 TEP/anno, salvo specifici casi.

Per gli impianti a servizio di reti di teleriscaldamento, diverse tecnologie sono ammissibili. L'**Allegato 2.5 della Guida Operativa** include l'installazione di **pompe di calore**, **gruppi frigo** e **caldaie** a servizio delle reti, oltre a **componenti per il recupero di calore** e **economizzatori** sulla linea fumi. Anche i **sistemi di automazione e controllo** ed **inverter per sistemi di pompaggio** sono incentivabili, con risparmi calcolati sulla riduzione dei consumi degli ausiliari.

37 https://www.arera.it/area-operatori/teleriscaldamento/anagrafica-territoriale-teleriscaldamento-e-teleraffrescamento

La **Scheda Tecnica n. 22T è specificamente dedicata ai sistemi di teleriscaldamento**. Si applica a **nuove costruzioni**, **estensioni di reti esistenti** e **nuovi allacciamenti** di utenze. Valorizza l'energia termica e frigorifera erogata (se prodotta in centrale) e adotta un metodo di **valutazione analitica**. L'intervento deve essere conforme all'articolo 6, commi 3 e 4, del D.Lgs. 115/08 e i TEE riconosciuti sono di **Tipo I**.

Le **unità di cogenerazione ad alto rendimento riconosciute come CAR** possono beneficiare dei Certificati Bianchi a consuntivo se entrate in esercizio **a seguito di nuova costruzione o di rifacimento successivo al 6 marzo 2007 e collegate a una rete di teleriscaldamento**. L'incentivo ha una durata di 15 anni solari, a partire dal 1° gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio[38].

Il valore dei TEE attuali sul mercato sono di 245 Euro/TEP.

Credito di imposta

In Italia, secondo l'art. 29 della legge 388/2000 gli utenti che decidono di collegarsi a una **rete di teleriscaldamento esclusivamente alimentata da energia geotermica o biomassa**, possono beneficiare di un **credito d'imposta**. Questo incentivo nasce con l'obiettivo di favorire l'uso di energie pulite per il riscaldamento e contribuire alla riduzione delle emissioni di CO_2.

L'importo riconosciuto è calcolato in base alla **potenza impegnata** nel contratto di allaccio: per ogni kilowatt di potenza, l'utente riceve circa **20,66 euro**. Il vantaggio viene applicato **immediatamente sul costo dell'allaccio**: il gestore della rete, infatti, anticipa lo sconto e lo trasferisce direttamente all'utente finale. Possono usufruire di questa agevolazione tutti coloro che sostengono i costi di collegamento, compresi i proprietari di immobili che vogliono passare a un sistema più efficiente e sostenibile.

Dal punto di vista operativo, il processo è semplice: l'utente paga l'allaccio, il gestore applica lo sconto corrispondente al credito d'imposta e poi recupera l'agevolazione tramite compensazione fiscale secondo le modalità previste dall'Agenzia delle Entrate.

Questo credito è riconosciuto **una sola volta per ogni contratto di allaccio**, ma può essere combinato con altre agevolazioni fiscali, ad esempio le detrazioni previste per interventi di ristrutturazione edilizia, se applicabili. In sostanza, si tratta di uno strumento pensato per rendere più conveniente il passaggio a reti di teleriscaldamento efficienti e sostenibili, con benefici immediati sia per l'ambiente sia per il bilancio familiare.

In passato era presente panche un **credito d'imposta** (introdotto dalla legge n. 448/1998) per il teleriscaldamento a biomassa e/o geotermia che **riconosce un beneficio per ogni kWh di calore fornito**. Il credito veniva applicato al prezzo, riducendo direttamente il costo dell'energia per l'utente finale.

38 www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/car-e-certificati-bianchi

Sarà opportuno riverificare se queste misure poiché potrebbero essere sostituite dal Conto Termico 3.0.

Detrazioni fiscali per l'allacciamento alle reti

L'articolo 9-bis, comma 8, del decreto-legge n. 39 del 2024 e poi l'articolo 1, comma 54, della legge di bilancio 2025[39] hanno stabilito la riduzione dell'aliquota di detrazione delle spese sostenute per interventi di recupero del patrimonio edilizio e di riqualificazione energetica degli edifici sostenute dal 1° gennaio 2025 al 31 dicembre 2033 che per le prime case è il 50 per cento delle spese per l'anno 2025 e il 36 per cento delle spese per gli anni 2026 e 2027. **L'allaccio alla rete di teleriscaldamento è una categoria inclusa tra gli interventi di risparmio energetico (Ecobonus) sotto la voce "riqualificazione globale"**.

Decreto FER-T

Il Decreto FER-T, attualmente in fase di definizione, rappresenta il nuovo quadro normativo volto a sostenere la diffusione delle rinnovabili termiche di grandi dimensioni in Italia. Il provvedimento nasce dal recepimento della Direttiva europea RED II e intende integrare e rafforzare gli strumenti esistenti, **ponendosi in complementarità con il Conto Termico 3.0**. Obiettivo primario è incrementare la produzione di calore da fonti rinnovabili, in linea con gli impegni di decarbonizzazione previsti dal PNIEC 2030 e dalle politiche energetiche comunitarie.

Gli incentivi si rivolgono a impianti di potenza significativa, ossia superiori a 2 MW_{th} per pompe di calore, generatori a biomassa o geotermia, e **oltre 2.500 m^2 per il solare termico**. I beneficiari includono soggetti pubblici e privati, imprese di ogni dimensione, ESCO, comunità energetiche e partenariati pubblico-privati, a condizione che siano garantite idonee certificazioni tecniche.

Il meccanismo di accesso agli incentivi **sarà basato su aste pubbliche al ribasso, con un sistema "pay as bid"** che assegnerà un premio commisurato all'energia termica effettivamente prodotta. **Gli incentivi, erogati in conto esercizio, avranno una durata di dieci anni** e saranno differenziati in base alla tecnologia impiegata. È prevista l'organizzazione di almeno due aste l'anno, con contingenti di potenza modulati secondo le manifestazioni di interesse raccolte.

Dopo la consultazione pubblica[40], conclusa il 21 aprile 2025, il MASE è impegnato a elaborare lo schema definitivo del decreto, che sarà trasmesso entro settembre al Capo Dipartimento per la validazione. Le prime procedure di gara dovrebbero essere avviate entro la fine del 2025, aprendo così un nuovo canale di finanziamento stabile e competitivo per le rinnovabili termiche.

39 https://documenti.camera.it/leg19/dossier/pdf/FI0003.pdf?_1710699409656
40 https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/2025-02-25_aste_termiche_doc_consultazione-pdf

Opportunità di co-finanziamento e incentivi in regione del Veneto

Bando "PR FESR 2021-2027 – Azione 2.2.2. Bando per la realizzazione di teleriscaldamento / teleraffrescamento nelle Aree interne (scaduto ad Ottobre 2024)

Il bando "PR FESR 2021-2027 – Azione 2.2.2. Bando per la realizzazione di teleriscaldamento / teleraffrescamento nelle Aree interne" della Regione del Veneto[41], **approvato con DGR n. 730 del 26 giugno 2024**, era finalizzato a sostenere la **realizzazione di nuovi sistemi** e l'**ammodernamento/ampliamento di sistemi esistenti di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti**. L'obiettivo principale era promuovere l'uso delle **energie rinnovabili** e il **recupero di calore/freddo di scarto**, con un'attenzione specifica all'utilizzo di biomassa legnosa solo in aree non metanizzate delle zone montane e "Prealpi e Alpi" delle province di Vicenza, Verona e Belluno, e di pompe di calore conformi alla Direttiva (UE) n. 2018/2001.

Finanziamento e Beneficiari: La **dotazione finanziaria complessiva ammontava a 7.000.000 di Euro**. I beneficiari ammissibili erano le **Pubbliche Amministrazioni** (Comuni, Unioni di Comuni, Unioni Montane e Province) e le **imprese**, incluse le Cooperative senza scopo di lucro, con una priorità per le piccole e medie imprese. I liberi professionisti/lavoratori autonomi erano esclusi. Il sostegno era concesso sotto forma di **contributi a fondo perduto**.

L'intensità del sostegno variava in base alla dimensione del beneficiario:

- **65%** della spesa ammissibile per micro e piccole imprese.
- **55%** per medie imprese.
- **45%** per grandi imprese e Pubbliche Amministrazioni.

Gli interventi dovevano avere un **valore minimo di spese ammissibili di 100.000 Euro** e il sostegno massimo concedibile era di **2.500.000 Euro**. Il regime di aiuto rientrava nel Regolamento (UE) n. 651/2014, ma per le Pubbliche Amministrazioni che realizzavano interventi destinati al solo autoconsumo (senza cessione/vendita di calore/freddo a terzi), il contributo **non era considerato aiuto di stato**.

Criteri di Candidatura e Progetto: I progetti dovevano essere realizzati esclusivamente nelle **Aree Interne designate della Regione del Veneto** (Agordina, Comelico, Spettabile Reggenza dei Sette Comuni, Contratto di Foce Delta del Po, Alpago Zoldo, Cadore). Le imprese dovevano dimostrare una **adeguata sostenibilità finanziaria**, mentre le Pubbliche Amministrazioni dovevano disporre delle risorse per la gestione e manutenzione degli investimenti infrastrutturali.

I progetti dovevano rispettare numerosi requisiti tecnici e ambientali, tra cui:

41 https://bandi.regione.veneto.it/Public/Dettaglio?idAtto=10548&fromPage=Elenco&high=

- Essere **coerenti con la Strategia d'Area**.
- Garantire che il sistema fosse qualificato come "teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente" al termine del progetto.
- Non essere materialmente completati prima della presentazione della domanda (con un'eccezione per le PA, che potevano includere spese dal 1° gennaio 2023 per interventi di autoconsumo non ancora conclusi).
- Garantire il rispetto del principio **"Do Not Significant Harm" (DNSH)** agli obiettivi ambientali dell'UE.
- Assicurare l'**immunizzazione dagli effetti del clima ("climate proofing")** per investimenti con durata attesa di almeno cinque anni.

Le **spese ammissibili** comprendevano opere edili e impiantistiche, acquisto di macchinari, licenze, servizi informatici, spese di progettazione/direzione lavori/collaudo (fino al 15% delle prime tre categorie) e spese generali (fino al 5% dei costi diretti ammissibili). Le spese dovevano essere sostenute e pagate, generalmente, **dopo la data di presentazione della domanda**.

Presentazione e Valutazione delle Domande: Le domande dovevano essere presentate **esclusivamente per via telematica tramite il Sistema Informativo Fondi.RVE**. La domanda principale e allegati chiave (come la Relazione Descrittiva e la Relazione di verifica climatica) dovevano essere **firmati digitalmente dal legale rappresentante**.

Le agevolazioni erano concesse tramite una **procedura valutativa a graduatoria**, con l'AVEPA che verificava i requisiti amministrativi e finanziari, e una Commissione Tecnica di Valutazione (CTV) che svolgeva l'istruttoria tecnica e assegnava punteggi su vari criteri (es. qualità progettuale, risparmio energetico, uso di rinnovabili, riduzione CO2). Per essere ammissibili alla graduatoria, i progetti dovevano ottenere un **punteggio minimo complessivo di 30 punti**. I progetti ammessi dovevano essere **conclusi ed operativi entro il 31 dicembre 2026**, senza possibilità di proroghe.

Esito del Bando: Nonostante la chiusura dei termini e le previsioni del bando, il **Decreto AVEPA n. 104 del 2025** ha rivelato che **entrambe le due domande di sostegno presentate sono risultate non ammissibili**. Una domanda fu respinta per una variazione del soggetto richiedente intervenuta tra la presentazione della domanda e il provvedimento di concessione. L'altra domanda non fu ammessa per mancanza del requisito di localizzazione (intervento fuori dagli ambiti territoriali previsti) e per documentazione obbligatoria mancante. Di conseguenza, **nessun progetto è stato ammesso alla composizione della graduatoria**, e l'importo della spesa prevista è risultato pari a zero.

PR Veneto FESR 2021-2027 - Azione 2.2.2 Bando per la realizzazione di teleriscaldamento/teleraffrescamento (scadenza prima apertura 2 Settembre 2025 e seconda apertura 26 Febbraio 2026)

La **Regione del Veneto** ha lanciato nel 2025 un secondo **bando[42] da 7 milioni di Euro** per sostenere la **realizzazione, l'efficientamento e l'ampliamento delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento** sul proprio territorio. L'iniziativa, rientrante nel PR FESR 2021-2027 (Azione 2.2.2), mira a promuovere le energie rinnovabili e la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.

Beneficiari: Possono accedere ai contributi a fondo perduto:

- **Micro, piccole, medie e grandi imprese** (incluse Cooperative senza scopo di lucro).
- **Pubbliche Amministrazioni** (Comuni, Unioni di Comuni, Unioni Montane, Comuni capofila di convenzioni e Province).

Interventi Ammissibili: Il bando finanzia la **costruzione di nuovi sistemi efficienti** e l'**ammodernamento/ampliamento di sistemi esistenti**, purché siano alimentati da **fonti energetiche rinnovabili** o lo diventino con l'intervento.

  - L'utilizzo di **biomassa legnosa** è strettamente limitato alle aree non metanizzate, in particolare nei territori montani delle Aree Interne e nella zona "Prealpi e Alpi" delle province di Vicenza, Verona e Belluno, a causa delle normative sul PM10 e Benzo(a)pirene.
  - È ammesso l'uso di **pompe di calore** conformi alla Direttiva (UE) n. 2018/2001.
  - I sistemi devono raggiungere i requisiti di **"teleriscaldamento/teleraffrescamento efficiente"** come definiti dal D. Lgs. n. 102/2014.
  - Per le Pubbliche Amministrazioni, gli interventi finalizzati al **solo autoconsumo** (senza vendita a terzi) **non sono considerati aiuti di stato**.

Aspetti Economici:

- **Contributo a fondo perduto**.
- **Dotazione complessiva:** Euro 7.000.000,00.
- **Intensità massima del sostegno** sulla spesa ammissibile:
  - **65%** per micro e piccole imprese.
  - **55%** per medie imprese.
  - **45%** per grandi imprese e Pubbliche Amministrazioni.
- **Valore minimo dell'intervento ammissibile è di Euro 100.000,00** mentre il Il sostegno (contributo a fondo perduto) è concesso nel **limite massimo di Euro 3.000.000,00.**
- Le spese di **progettazione, direzione lavori e collaudo** non possono superare il 15% della somma delle spese edili, impiantistiche e di acquisto impianti.

42 https://bandi.regione.veneto.it/Public/Dettaglio?idAtto=12022&fromPage=Elenco&high=

Tempistiche e Modalità di Candidatura: La presentazione delle domande avviene **esclusivamente per via telematica** tramite il sistema Fondi.RVE:

- **Prima finestra:** dal 26 giugno 2025 (ore 10:00) al 2 settembre 2025 (ore 17:00).
- **Seconda finestra:** dal 27 novembre 2025 (ore 10:00) al 26 febbraio 2026 (ore 17:00). Il progetto ammesso deve essere **concluso ed operativo entro il 27 luglio 2028**.

Principi Ambientali Fondamentali:

- **"Do No Significant Harm" (DNSH)**: Tutti i progetti devono dimostrare di non arrecare danni significativi agli obiettivi ambientali (es. mitigazione climatica, uso risorse idriche, prevenzione inquinamento). La mancata presentazione o compilazione incongruente della **perizia asseverata** sul rispetto del DNSH comporta la decadenza totale del sostegno.
- **"Climate Proofing"**: Gli investimenti in infrastrutture con durata superiore a cinque anni devono essere **"immunizzati dagli effetti del clima"**, richiedendo una verifica climatica.

Valutazione: Le domande saranno valutate tramite una procedura a graduatoria, con un **punteggio minimo complessivo di 30 punti** e almeno **10 punti nel criterio "qualità progettuale"**. I criteri includono, tra gli altri, il risparmio di energia primaria non rinnovabile, l'uso di calore di scarto e rinnovabili, il ricorso a pompe di calore, la riduzione delle emissioni di CO2 e il rapporto costi/benefici. La gestione del bando è affidata ad **AVEPA**.

Opportunità di co-finanziamento e incentivi in altre regioni

Per completezza si citano anche altre iniziative a livello regionale come:

Regione Lombardia: L'iniziativa "Green Heat 100%"[43] finanzia interventi per nuovi sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, alimentati al 100% da fonti rinnovabili o calore di scarto, con una dotazione finanziaria di **20.000.000 €**. Il sostegno copre il **45% della spesa ammissibile**, incrementato di 20 punti percentuali per le piccole imprese e 10 per le medie, fino a un massimale di **1,5 M€** per progetto.

Regione Piemonte: È attiva una misura dedicata agli "Investimenti per teleriscaldamento efficiente", con una dotazione di **12,75 milioni di euro** per progetti di costruzione, ampliamento o ammodernamento di sistemi di teleriscaldamento efficiente[44].

Provincia Autonoma di Bolzano: Sono a disposizione dei contributi a fondo perduto per l'ampliamento dell'infrastruttura di distribuzione e per l'ottimizzazione dell'efficienza

43https://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/DettaglioRedazionale/servizi-e-informazioni/Enti-e-Operatori/ambiente-ed-energia/Energia/Fonti-rinnovabili/misura-green-heat/misura-green-heat
44https://bandi.regione.piemonte.it/pre-informazione-fondi-ue/investimenti-diffusione-teleriscaldamento-efficiente

energetica di sistemi di teleriscaldamento esistenti[45] o di copertura del 40% dei costi ammissibili di allacciamento per i condomini [46].

Conclusioni

La comparazione tra i diversi modelli di governance per la progettazione e gestione di reti di teleriscaldamento di nuova generazione evidenzia come non esista una soluzione universalmente valida, ma piuttosto un ventaglio di possibilità da calibrare in funzione del contesto. **Lo scenario di appalto integrato garantisce il massimo controllo pubblico**, ma espone la Pubblica Amministrazione a rilevanti rischi operativi e finanziari. **La concessione in chiave DBFM rappresenta invece un equilibrio tra interesse pubblico e capacità del privato**, pur con la complessità di una governance più articolata. I modelli cooperativi e comunitari, infine, aprono la strada a forme innovative di partecipazione e finanziamento, capaci di generare consenso sociale e radicamento territoriale, ma richiedono maturità organizzativa e adeguata disponibilità di capitale.

Accanto alle opzioni di governance, esistono opportunità di co-finanziamento a livello nazionale (PNRR, Conto Termico, Certificati Bianchi, Credito d'imposta, Decreto FER-T) e regionale (bandi PR FESR in Veneto). **Tali strumenti sono cruciali per supportare gli investimenti iniziali richiesti da queste infrastrutture capital intensive**.

In definitiva, la scelta della strategia dipende dalla solidità della PA, dalla presenza di operatori privati qualificati e, non ultimo, dal grado di coinvolgimento che si intende attribuire ai cittadini e agli stakeholder locali. Ciò che emerge con chiarezza è che **le reti TLR di ultima generazione non possono più essere viste come semplici infrastrutture energetiche, ma come strumenti strategici di sostenibilità, innovazione e coesione sociale**.

45 https://www.incentivi.gov.it/it/catalogo/contributi-lampliamento-dellinfrastruttura-di-distribuzione-e-lottimizzazione

46 https://assets-eu-01.kc-usercontent.com/71daab00-137f-01d0-946b-d82e951fb8f4/6b2e3a69-0794-41f0-a63e-5a2db389ff74/05-Brochure-contributi-privati-03-04-2025.pdf

Riferimenti

[1] C. M. D. M. B. M. F. R. Buffa Simone, «5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 104, pp. 504-522, 2019.

[2] K. L. R. P. D. M. Wirtz Marco, «Quantifying Demand Balancing in Bidirectional Low Temperature Networks,» *Energy and Buildings,* vol. 224, n. 1, 2020.

[3] F. S. a. W. S., District Heating and Cooling, Lund: Studentlitteratur, 2014.

[4] F. M. H. F. G. G. I. L. A. C. M. Buffa Simone, «Advanced control and fault detection strategies for district heating and cooling systems—A review,» *Applied Sciences,* vol. 11, n. 1, p. 455, 2021.

[5] M. D., «Seasonal Heat Storage: Pilot Projects and Experiences in Germany,» in *Heat Storage Symposium at Intersolar,*, Freiburg, Germany, 2007.

[6] EUROHEAT&POWER, «Harnessing Waste Heat from Data Centres for Sustainable Urban Development,» Brussels, 2023.

[7] A. -. A. I. R. Urbano, «il riscaldamento urbano - ANNUARIO 2024,» MIlano.

[8] GSE, «Sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in Italia,» 2021.

[9] F. F. M. M. M. M. e. V. V. Alice Dénarié, «Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale,» MIlano, 2020.

[10] P. L. Bortolami Giorgia, «Presenze/Compresenze. Storie di case, persone e luoghi per scenari al rione Palestro di Padova,» *Regional Studies and Local Development,* vol. 3, n. 3, pp. 305-330, 2022.

[11] P. H. D. G. Conall Mahon, «Guide to Integrating 4DHC with Energy Efficiency Retrofitting,» HeatNet NWE Interreg Project, 2018.

[12] L. Cerana, «Life Cycle Assessment di un data center: Il caso VSIX dell'Università di Padova,» in *La sostenibilità ambientale del digitale: il ruolo dei data center*, Padova, Padova University Press, 2023, pp. 63 - 114.

[13] T. C. E. F. P. Z. P. M. E. e. R. A. Cambruzzi, «Risorse idriche e bilancio idrogeologico nell'ambito ottimale "Laguna di Venezia",» Venezia, 2010.

[14] N. Zagato, «STUDIO IDROGEOLOGICO DEL SOTTOSUOLO DI,» Padova, TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN GEOLOGIA E GEOLOGIA TECNICA, AA 2017/2018.

[15] T. S. Fabbri P., «Spatial distribution of temperature in the low-temperature geothermal Euganean field (NE Italy): a simulated annealing approach.,» *Geothermics* , 2005.

[16] «Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Inventario delle risorse geotermiche nazionali,» [Online]. Available: https://unmig.mase.gov.it/risorse-geotermiche/inventario-delle-risorse-geotermiche-nazionali/.

[17] P. Krois, «Heat for Vienna - deep geothermal energy in an urban environment,» Vienna, 2024.

[18] A. A. Calore, «Fattori di conversione di energia primaria dell'energia termica fornita ai punti di consegna calcolati secondo la normativa vigente UNI EN 15316-4-5/2008: rete di Vicenza,» [Online]. Available: https://www.agsmaimcalore.it/faq.

[19] G. HERA, «Dati per certificazione energetica,» 2025. [Online]. Available: https://www.gruppohera.it/offerte-e-servizi/casa/teleriscaldamento/dati-per-certificazione-energetica.

[20] F. Ferraresi, «L'impianto di teleriscaldamento di Ferrara,» in *Geotermia e idrotermia per il riscaldamento e il raffrescamento*, Grado, 2016.

[21] R. d. Veneto, «Geotermia,» [Online]. Available: https://www.regione.veneto.it/web/ambiente-e-territorio/geotermia.

[22] R. d. Veneto, «Nuovo Piano Energetico Regionale (NPER),» 2025. [Online]. Available: https://www.regione.veneto.it/web/energia/piano-energetico-regionale.

[23] «Deliberazione della Giunta Regionale n. 784 del 12 luglio 2024: Approvazione dello schema di Accordo di collaborazione tra la Regione del Veneto, Università di Padova - Dipartimento Geoscienze e Gestione Unica del Bacino Idrominerario Omogeneo dei Colli Eu,» [Online]. Available: https://bur.regione.veneto.it/BurvServices/pubblica/DettaglioDgr.aspx?id=534725.

[24] R. d. Veneto, «Comunicato n° 265: Bacino termale euganeo. Al via progetti geotermici sperimentali.,» [Online]. Available: https://www.regione.veneto.it/article-detail?articleId=14134891.

[25] B. D. V. L. Matteraglia Pierluigi, «PIANO DI ASSETTO DEL TERRITORIO DEL COMUNE DI PADOVA - VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA,» REGIONE DEL VENETO - COMUNE DI PADOVA, 2009.

[26] T. W. L.-P. D. G. A. Lokietek Tomasz, «Heat Recovery from a Wastewater Treatment,» *Energies,* vol. 1, n. 16, p. 44, 2022.

Appendice 1

Principali volumi previsti dalle Schede degli Interventi e dalla pianificazione urbanistica

Tabella 7: Future aree di sviluppo definite nella pianificazione urbana: C2 nuove zone residenziali di espansione (Fonte: Piano degli Interventi, Norme Tecniche Operative, Comune di Padova).

UMS (C2)	Area (mq)	vol_es (mc)	if_es	sup_cop_es (mq)	ic_es	nome_PRG
25	28953	16520	1	2771	0	Tutela dello stato di fatto (1,5 mc/mq) - V = 69.250 mc - F3 = 8.316 mq - F4 = 1.617 mq
29	5508	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 1.370 mc - F3 = 3.897 mq
33	18022	335	0	66	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 4.197 mc - F3 = 12.558 mq - F4 = 308 mq
62	7032	0	0	0	0	Tutela dello stato di fatto
77	28664	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (28.664x0,25 mc/mq) - V = 7.166 mc - F3 = 18.258 mq - F4 = 184 mq
78	14694	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 3.674 mc - F3 = 10.571 mq - F4 = 95 mq
80	293649	161	0	80	0	zona di perequazione ambientale (0,15 mc/mq) - V = 43.938 mc - F3 = 216.139 mq - F4 = 1.547 mq
86	7779	0	0	0	0	Zona residenziale di espansione 4 (1,5 mc/mq) - V = 7.326 mc - F3 = 2.559 mq - F4 = 133 mq

41	22480	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (22.480x0,25 mc/mq) - V = 5.620 mc - F3 = 15.968 mq - F4 = 101 mq
42	8766	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 2.137 mc - F3 = 6.190 mq
43	29111	231	0	113	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 7.102 mc - F3 = 20.577 mq
44	13381	222	0	83	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 3.264 mc - F3 = 9.458 mq
45	15112	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 3.778 mc - F3 = 10.778 mc - F4 = 88 mq
46	74542	1283	0	341	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 18.184 mc - F3 = 52.682 mq - F4 = 619
51	45255	1629	0	367	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 11.258 mc - F3 = 32.020 mq - F4 = 249 mq
47	16874	137	0	84	0	zona di perequazione urbana (0,5 mc/mq) - V = 8.125 mc - F3 = 7.815 mq - F4 = 702 mq
48	5647	0	0	0	0	zona di perequazione urbana (0,5 mc/mq) - V = 2.720 mc - F3 = 2.617 mq - F4 = 235 mq
49	3463	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 854 mc - F3 = 2.378 mq - F4 = 58 mq
52	36675	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 8.939 mc - F3 = 22.577 mq - F4 = 255 mq
53	8744	0	0	0	0	Zona residenziale di completamento 4 (6.800x1,5 mc/mq) - V = 10.200 mc - F3 = 2.247 mq
55	16988	36	0	15	0	zona di perequazione integrata (16.988x0,25 mc/mq) - V = 4.247 mc -

						F3 = 12.180 mq - F4 = 126 mq
56	4550	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (4.550x0,25 mc/mq) - V = 1.138 mc - F3 = 3.185 mq
57	22910	11353	0	1892	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = satura - F3 = 16.340 mc - F4 = 133 mq
59	7345	0	0	0	0	zona di perequazione urbana (0,5 mc/mq) - V = 3.537 mc - F3 = 3.403 mq - F4 = 306 mq
58	8874	28	0	15	0	zona di perequazione urbana (0,5 mc/mq) - V = 4.274 mc - F3 = 4.112 mq - F4 = 369 mq
60	81812	0	0	0	0	zona di perequazione ambientale (0,15 mc/mq) - V = 12.139 mc - F3 = 64.910 mq - F4 = 1.482 mq
35	39374	1215	0	296	0	zona di perequazione ambientale (39.374x0,15 mc/mq) - V = 5.906 mc - F3 = 23.674 mq - F4 = 137 mq
92	4597	0	0	0	0	zona di perequazione integrata+Servizi pubblici di quartiere - verde pub attrez - V = 690 mc - F3 = 3.246 mq - F4 = 18 mq
93	44646	0	0	0	0	zona di perequazione integrata - V = 35.953 mc - F3 = 1.482 mq - F4 = 927 mq
94	70659	0	0	0	0	zona di perequazione integrata (70.659x0,25 mc/mq) - V = 17.665 mc - F3 = 50.405 mq - F4 = 413 mq
98	35907	309	0	127	0	Piani urbanistici attuativi (0,15 mc/mq) - V = 5.386 mc - F3 = 27.154 mq - F4 = 140 mq
107	48288	3606	0	1073	0	zona di perequazione integrata (48.287x0,25 mc/mq) - V = 12.072 mc - F3 = 34.441 mq - F4 = 280 mq
109	6243	0	0	0	0	zona di perequazione ambientale (6.243x0,15 mc/mq) - V = 936 mc - F3

						= 4.682 mq - F4 = 137 mq
110	21750	0	0	0	0	Zona peep - V = 3.263 mc - F3 = 16.448 mq - F4 = 84 mq
112	168825	5155	0	1488	0	zona di perequazione ambientale (168.825x0,15 mc/mq) - V = 25.324 mc - F3 = 119.530 mq - F4 = 592 mq
113	134722	0	0	0	0	zona di perequazione ambientale - V = 20.633 mc - F3 = 99.524 mq - F4 = 840 mq
117	14157	1169	0	263	0	Zona residenziale di espansione 4 (4.353x1,5 mc/mq)+Zona residenziale di completamento speciale (8.142x0,5 mc/mq) - V = 10.600 mc - F3 = 9.296 mq - F4 = 247 mq
118	937	4580	5	937	1	Tutela dello stato di fatto
120	8503	112	0	58	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 2.088 mc - F3 = 6.049 mq
121	68330	2878	0	816	0	zona di perequazione integrata (68.396x0,25 mc/mq) - V = 17.099 mc - F3 = 48.789 mq - F4 = 399 mq
122	6279	611	0	131	0	zona di perequazione integrata
123	104328	94	0	43	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 25.647 mc - F3 = 69.222 mq - F4 = 926 mq
124	18452	0	0	0	0	Zona erp
125	104328	94	0	43	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 25.647 mc - F3 = 69.222 mq - F4 = 926 mq
126	104328	94	0	43	0	zona di perequazione integrata (0,25 mc/mq) - V = 25.647 mc - F3 = 69.222 mq - F4 = 926 mq
566	10477	34	0	29	0	zona di perequazione ambientale

Tabella 8: Future aree di sviluppo definite nella pianificazione urbana: D4 zone speciali di trasformazione (Fonte: Piano degli Interventi, Norme Tecniche Operative, Comune di Padova).

UMS (D4)	nome	tipologia	Area (mq)	vol_es (mc)	if_es	sup_cop_es (mq)	ic_es	nome_PRG
6	area parcheggio Sarpi (via Sarpi)	rigenerazione	7676	6254	1	1073	0	Zona direzionale
41	area Porta Padova (via Goldoni e via Gramsci)	rigenerazione	2452	4513	2	866	0	Zona polif.commerciale artiglianale
42	area ex acciaierie Banzato (via P. Maroncelli e via S. Pellico)	rigenerazione	118108	493906	4	58384	0	Zona polif.art.comm.di trasformazione+ Zona polif.commerciale artiglianale
44	area edifici abbandonati (via Ponticello)	rigenerazione	3739	1117	0	143	0	Tutele esterne al centro storico
88	area Porta Padova (via Goldoni e via Gramsci)	rigenerazione	2497	0	0	0	0	Zona polif.commerciale artiglianale
92	area ex IFIP (viale della Pace)	rigenerazione	2728	0	0	0	0	Zona direzionale
96	area tra via San Marco e via delle Grazie	rigenerazione	16367	24344	1	4634	0	Zona polif.di trasformazione
99	area ex PT1 Stimamiglio	rigenerazione	35376	380	0	110	0	Zona polif.di trasformazione+

	(via San Marco)							Tutela dello stato di fatto
100	area ex PT4 (lotto intercluso via S. Crispino)	rigenerazione	8599	0	0	0	0	Zona polif.di trasformazione
101	area ex acciaierie Banzato (via P. Maroncelli e via S. Pellico)	rigenerazione	14309	51159	4	8013	1	Zona polif.commerciale artiglianale
102	area Porta Padova (via Goldoni e via Gramsci)	rigenerazione	8731	33894	4	4342	0	Zona polif.commerciale artiglianale
104	area ex officine Rizzato (via Venezia)	rigenerazione	10678	0	0	0	0	Zona direzionale
36	area ex PP1 (via Diego Valeri)	rigenerazione	31631	5932	0	1018	0	Zona direzionale
31	area Ansa Borgomagno (Cavalcavia Dalmazia)	rigenerazione	18692	13567	1	2307	0	Tutela dello stato di fatto
109	area Ansa Borgomagno (Corso Tre Venezie)	rigenerazione	17293	3885	0	670	0	Tutela dello stato di fatto
110	area ex Piazzale Boschetti (via Trieste)	rigenerazione	2873	17086	6	1326	0	Zona direzionale
114	area tra via del Pescarotto e via Friburgo	rigenerazione	8838	927	0	216	0	Zona polif.commerciale artiglianale+Ser

								vizi pubblici di quartiere - parcheggi
115	area Ansa Borgomagno (Corso Tre Venezie)	rigenerazione	12542	14083	1	2780	0	Servizi pubblici di quartiere - servizi civici+Tutela dello stato di fatto
117	area Padova Est (via Einaudi e via San Marco)	rigenerazione	9144	0	0	0	0	Zona trasformazione integrata
118	area Padova Est (via C. Stimabile)	rigenerazione	3455	6079	2	1255	0	Tutela dello stato di fatto+Servizi pubblici di quartiere - parcheggi
120	area Padova Est (via G. Zwirner)	espansione	6148	76	0	36	0	Tutela dello stato di fatto+Servizi pubblici di quartiere - parcheggi
122	area ex vivaio (via Mont.)	rigenerazione	17102	73	0	19	0	Zona agricola - sottozona E3T
123	area concessionaria auto (via del Pescarotto)	rigenerazione	20641	6651	0	992	0	zona di perequazione integrata+Servizi pubblici di quartiere - parcheggi
124	area ex IR1 (via Ponticello)	rigenerazione	18450	56306	3	9122	0	Zona trasformazione integrata

126	area ex IR2 Padova Est (Arco di Giano)	espansione	6223	0	0	0	0	Zona trasformazione integrata
127	area ex IR2 Padova Est (Arco di Giano)	espansione	3586	0	0	0	0	Zona trasformazione integrata
128	area ex IR2 Padova Est (Arco di Giano)	espansione	49369	0	0	0	0	Zona trasformazione integrata
129	area ex IR1 (via Ponticello)	rigenerazione	14560	33749	2	5771	0	Zona trasformazione integrata
131	area ex IR2 Padova Est (Arco di Giano)	espansione	10641	0	0	0	0	Zona trasformazione integrata
132	area ex IR2 Padova Est (Arco di Giano)	espansione	0	0	0	0	0	Zona trasformazione integrata
133	area ex PTs Foro Boario (Corso Australia)	rigenerazione	198212	233945	1	45034	0	Zona polif.di trasformazione
139	area ex PT2 MDM (via San Marco e via Franceschini)	rigenerazione	40728	0	0	0	0	Zona polif.di trasformazione
145	area c/o rotatoria tra via Venezia e via Friburgo	rigenerazione	6647	1778	0	415	0	Tutela dello stato di fatto
146	area edifici abbandonati (via	rigenerazione	1085	1876	2	374	0	Zona residenziale di completamento

	Ponticello)							4
148	area ex IFIP (viale della Pace)	rigenerazione	20697	0	0	0	0	Zona direzionale
149	area via San Marco	rigenerazione	2802	7018	2	1376	0	Zona residenziale di completamento 4+Servizi pubblici di quartiere - parcheggi

Tabella 9: Tabella riepilogativa delle informazioni provenienti dalle schede degli interventi (C1–C4).

Sigla	Tipo	V	NTO
R/01b	AREA DI RIGENERAZIONE	-	NTO del PI - zona F3
R/06	AREA DI RIGENERAZIONE	-	NTO del PI - zona F6
R/04	AREA DI RIGENERAZIONE	-	NTO del PI - zona D4
L/08	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
R/14	AREA DI RIGENERAZIONE	7.600 mc, previa demolizione dei volumi esistenti (6.844 mc)	NTO del PI - zona C1
L/01	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
L/02	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
R/03	AREA DI RIGENERAZIONE	17.000 mc, previa demolizione dei volumi esistenti (18.320 mc) e rinaturalizzazione	NTO del PI - zona C1
L/07	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
R/08	AREA DI RIGENERAZIONE	4.000 mc (da ubicare nella ZTO B7)	NTO del PI - zona B7
R/02	AREA DI RIGENERAZIONE	600 mq di Slp commerciale e 35.200 mc residenziali, previa demolizione dei volumi esistenti (42.391 mc)	NTO del PI - zone C1
L/03	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
L/05	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
R/12	AREA DI RIGENERAZIONE	-	NTO del PI - zona D4
R/11	AREA DI RIGENERAZIONE	65.791 mc, previa demolizione dei volumi esistenti (50.610 mc)	NTO del PI - zona C1
R/05	AREA DI	-	NTO del PI -

	RIGENERAZIONE		zona F5
L/06	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
E/01	AREA DI NUOVA URBANIZZAZIONE	35.953 mc (compresi 5.740 mc da cedere al Comune: 4.240 mc per l'atterraggio di crediti edilizi e 1.500 mc di volume edificato)	NTO del PI - zona C2
L/10	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
R/01c	AREA DI RIGENERAZIONE	-	NTO del PI - zona F3
APP07	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	8.855 mc (su lotto di Sf = 4.428 mq)	NTO del PI - zona B3
APP11	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	3.250 mc (su lotto di Sf = 2.757 mq)	NTO del PI - zona B2
L/09	LOTTO EDIFICABILE	1.200 mc	NTO del PI - zona B8
L/04	LOTTO EDIFICABILE	600 mc	NTO del PI - zona B8
APP06	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	1.718 mc (su lotto di Sf = 859 mq)	NTO del PI - zona B2
APP10	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	2.100 mc (su lotto di Sf = 3.571 mq)	NTO del PI - zona B2
APP12	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	-	-
APP13	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	9.128 mc (su lotto di Sf = 4.606 mq)	NTO del PI - zona B2
APP14	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	3.900 mc (su lotto di Sf = 1.575 mq)	NTO del PI - zona B2

APP04	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	3.344 mc	-
APP05	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	-	NTO del PI - zona B2
APP01	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	2.890 mc (su lotto di Sf = 1.445 mq)	NTO del PI - zona B2
APP02	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	1.141 mc (su lotto di Sf = 960 mq)	NTO del PI - zona B1
APP03	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	513 mc (su lotto di Sf = 433 mq)	NTO del PI - zona B1
APP09	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	-	-
R/01a	AREA DI RIGENERAZIONE	4.400 mc	NTO del PI - zona B7
R/16	AREA DI RIGENERAZIONE	3.760 mc, previa demolizione dei volumi esistenti (760 mc)	NTO del PI - zone D4
R/07	AREA DI RIGENERAZIONE	2.400 mc di crediti edilizi da atterrare in via Plebiscito 1866 (area n. R/08)	NTO del PI - zona F3
R/09	AREA DI RIGENERAZIONE	4.500 mc (da ubicare nella ZTO B7)	NTO del PI - zona B7
APP15	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO CS	-	NTO del PI - zona A1
APP17	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	877 mc, oltre al volume esistente in ZTO B1	NTO del PI - zona B1
APP20	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	5.040 mc	NTO del PI - zona B3
APP19	ACCORDO PUBBLICO-	1.380 mc, oltre al volume di progetto	NTO del PI -

	PRIVATO	assentibile nella ZTO B7	zona B7
APP18	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	-	-
APP08	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	8.304 mc (su lotto di Sf = 4.152 mq)	NTO del PI - zona B2
E/03	AREA DI NUOVA URBANIZZAZIONE	1.255 mc, oltre al volume esistente in ZTO B1	NTO del PI - zone B1-B7
APP21	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	5.233 mc, oltre al volume esistente in ZTO F3	NTO del PI - zona C2
APP16	ACCORDO PUBBLICO-PRIVATO	-	-
R/17a	AREA DI RIGENERAZIONE	-	
R/17c	AREA DI RIGENERAZIONE	20379 mq S.L.P.	Disciplina specificata nell'accordo approvato
R/17b	AREA DI RIGENERAZIONE	60120 mc	Disciplina specificata nell'accordo approvato
E/04b	AREA DI NUOVA URBANIZZAZIONE	13.538 mc (9679 mc. trasferiti da scheda E04a e 3859 mc da It)	NTO del PI - art. 13 - 23 - 33 - 34
E/04a	AREA DI NUOVA URBANIZZAZIONE	11.176 mc. da trasferire *	NTO del PI - artt. 13 - 33 - 34

Appendice 2

Risultati delle simulazioni – ZIP Sud

	Unità	1-Baseline	2-ZIP SUD -3GDH-2025 - WH - WSHP	3-ZIP SUD -3GDH-2025 - WH - GSHP
Confronto con baseline su emissioni				
Totale calore generato	MWh	227.329	235.698	235.698
Consumo di metano da caldaie individuali [MWh]	MWh	252588		
Emissioni di $CO_{2\text{-eq}}$	t	51.023	4.807	5.899
Emissioni di $CO_{2\text{-eq}}$ per unità di superficie riscaldata	kg/m²	23	2	3
Emissioni di $CO_{2\text{-eq}}$ per kWh generato	gr/kWh	202	20	25
Confronto con baseline e risultato finanziario				
Investmenti (annuity)	€/a		-8.395.464	-7.169.164
Costi energetici	€/a	-27.784.680	-8.346.050	-8.506.775
Costi operativi e di manutenzione	€/a	-1.619.215	-1.445.176	-1.125.678
Altri costi	€/a	0	-1.513.951	-1.344.048
Entrate annue	€/a	0	31.478.548	31.478.548
Cash flow	€/a		11.777.907	13.332.883
Economic KPIs				
Net present value	€		215.016.582	243.404.089
Payback time	Anni		10	9
Internal rate of return	%		13%	15%
Levelized costs of heat	€/kWh	0,146	0,095	0,088
Energy costs per floor area	€/m²	15	10	9
Investmenti				
Sottostazioni di utenza	€	0	27.194.833	27.194.833
Rete di TLR	€	0	48.799.938	48.799.938
Centrali di generazione	€	0	48.536.457	32.472.021
Investimenti aggiuntivi per back-up e capannoni	0		39.714.709	41.009.042
Contributo per allaccio	0		-32.633.704	-32.633.704
Totale	**€**	**0**	**131.612.233**	**116.842.130**
Costi energetici				

Elettricità importata dalla rete	€/a	0	6.514.200	6.118.050
Consumo di Gas Naturale	€/a	27.784.680	344.160	734.640
Calore acquistato dal depuratore	€/a		83.420	208.465
Calore acquistato dall'acciaieria	€/a		1.404.270	1.445.620
Totale	€/a	27.784.680	8.346.050	8.506.775
Costi operativi e di manutenzione				
Sottostazioni di utenza	€/a	0	20.200	20.200
Rete di TLR	€/a	0	487.999	487.999
Centrali di generazione	€/a	0	936.977	617.479
Totale	**€/a**	**0**	**1.445.176**	**1.125.678**
0	0	0	0	0
Altri costi				
Costi di progettazione	€	0	14.477.346	12.852.634
Imprevisti	€	0	13.161.223	11.684.213
Totale	**€**	**0**	**27.638.569**	**24.536.847**
Entrate annue				
Energia elettrica immessa in rete	€/a	0	0	0
Vendita di energia termica	€/a	0	22.732.898	22.732.898
Quota di potenza	€/a	0	8.307.650	8.307.650
Vendita di energia frigorifera	€/a	0	438.000	438.000
Totale	**€/a**	**0**	**31.478.548**	**31.478.548**