

# Factsheet T.2.2

In depth analysis of the case study  
in Acqui Terme

January 2025

**Prepared for:**  
Deliverable 2.2

**Prepared by:**  
Matteo Pozzi  
Lorenzo Parisi  
Angelo Gordini  
Stefano Morgione  
Federico Mollo  
Giorgia Olivero  
Massimiliano Petiti

© 2024 Enable DHC. All Rights Reserved.

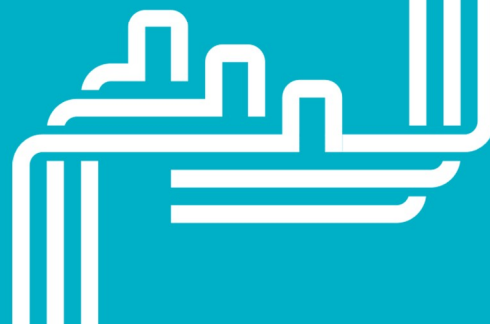


**Co-funded by  
the European Union**





Co-finanziato dall'Unione Europea. Le opinioni espresse sono tuttavia solo quelle dell'autore (degli autori) e non riflettono necessariamente quelle dell'Unione Europea o della CINEA. Né l'Unione Europea né l'autorità concedente possono essere ritenute responsabili per esse.



D2.2 Acqui Terme	
Deliverable number	D.2.2
Responsible partner	OPTIT
Due date of deliverable	April 30, 2025
Actual submission date	April 30, 2025
Version/document history	V1
Authors	Lorenzo Parisi, Stefano Morgione, Angelo Gordini, Massimiliano Petiti, Giorgia Oliviero
Reviewers	Matteo Pozzi; Federico Mollo
Work package number and title	WP2 – Setting the scene and engage the stakeholders
Work package leader	AEE Intec
Work package participants	All

Dissemination level (please select one)		
SEN	Sensitive, limited under the conditions of the Grant Agreement	<input type="checkbox"/>
PU	Public, fully open	<input checked="" type="checkbox"/>

Nature of the deliverable (please select one)		
R	Report, document	<input checked="" type="checkbox"/>
DEM	Demonstrator, pilot, prototype, plan designs	<input type="checkbox"/>
DEC	Websites, patents filing, press & media actions	<input type="checkbox"/>
DATA	Datasets, microdata, etc.	<input checked="" type="checkbox"/>
DMP	Data management plan	<input type="checkbox"/>
ETHICS	Deliverables related to ethic issues	<input type="checkbox"/>
SECURITY	Deliverables related to security issues	<input type="checkbox"/>
OTHER	Software, technical diagram, algorithms, models, etc.	<input type="checkbox"/>

# TABLE OF CONTENTS

1.	INTRODUCTION.....	5
2.	THE DISTRICT HEATING SYSTEM (AS IS).....	6
2.1	Energy generation.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
2.2	Energy Distribution Network and Consumers.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
3.	UPGRADING MEASURES .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

# 1. INTRODUZIONE

Il sistema di teleriscaldamento di Acqui Terme è sviluppato e gestito da Acqui Energia S.p.A., sulla base dell'accordo stipulato tra il Comune di Acqui Terme e la società il 7 maggio 2009. L'impianto è entrato in funzione nell'autunno del 2009 e ha subito progressive espansioni della rete in varie zone della città, accompagnate da un corrispondente aumento della capacità produttiva dell'impianto di cogenerazione. Oltre al sistema di teleriscaldamento di Acqui Terme, situato in provincia di Alessandria, EGEA è la società di servizi che gestisce reti di teleriscaldamento nelle province di Torino, Asti, Cuneo e Savona, impiegando complessivamente 30 persone all'interno della società

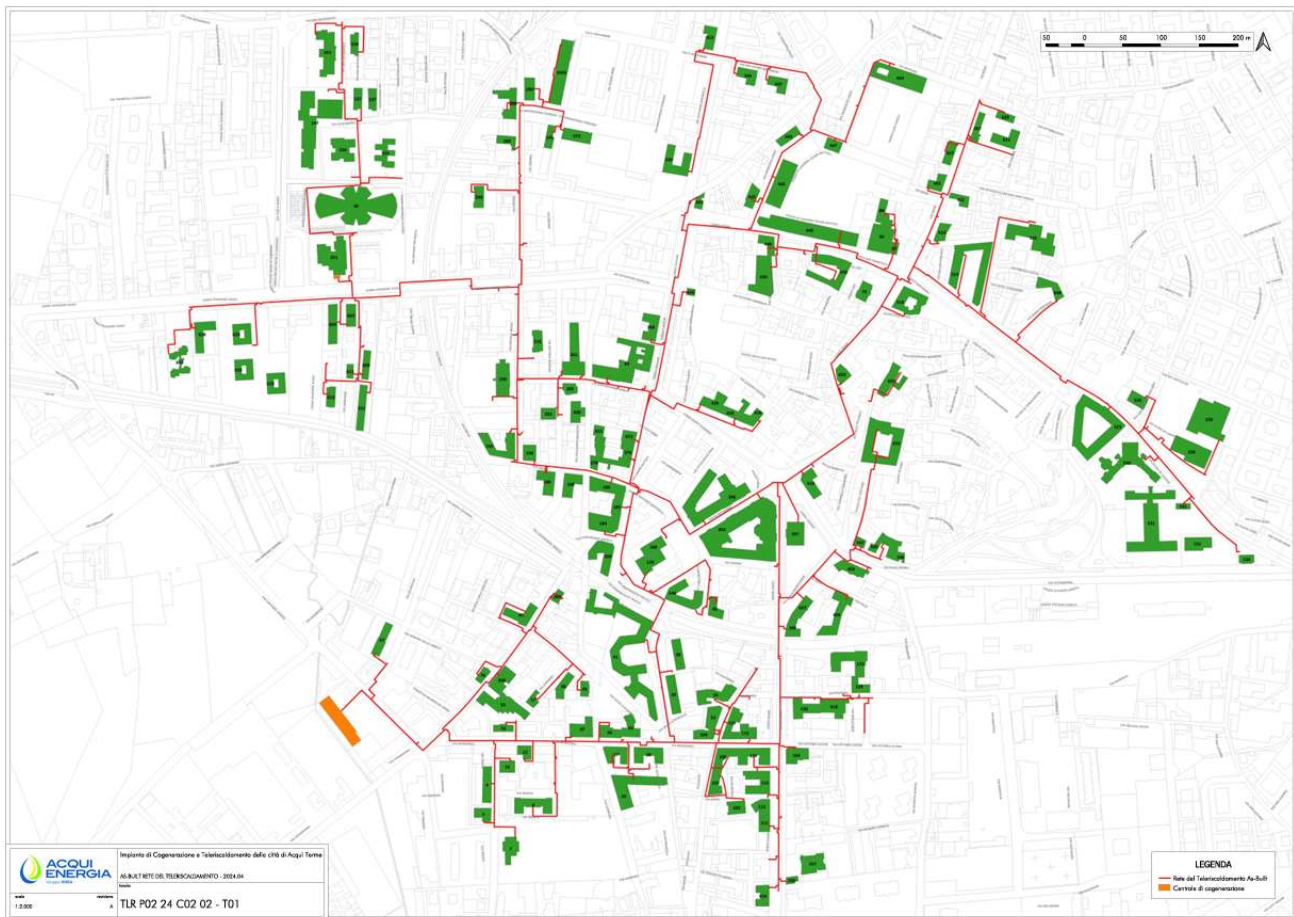


Figura 1 – Mappa del Sistema di teleriscaldamento di Acqui Terme

## 2. IL SISTEMA DI TELERISCALDAMENTO (STATO ATTUALE)

### 2.1 Generazione dell'energia

Il calore per il sistema di Acqui Terme è generato in un'unica centrale termica situata in Via Capitan Verrini 7, nel comune di Acqui Terme. Questo impianto è stato costruito nel 2009 ed ampliato nel 2012, coprendo una superficie totale di circa 3.500 metri quadrati. Attualmente, la produzione di calore sfrutta due unità di cogenerazione e tre caldaie. La Tabella 1 di seguito riassume le caratteristiche principali di queste macchine.

Componenti	Potenza Elettrica	Potenza Termica	$\eta_{el}^1$	$\eta_{th}^1$	Anno di Costruzione
Unità CHP 1	2,677 kWe	2,614 kWt	0.44	0.43	2012
Unità CHP 2	2,000 kWe	1,904 kWt	0.45	0.43	2023
Caldaia 1	-	9,300 kWt	-	0.95	2009
Caldaia 2	-	5,300 kWt	-	0.95	2009
Caldaia 3	-	7,800 kWt	-	0.95	2012

Tabella 1 – Componenti della centrale

Il carico di base è fornito dalle due unità CHP in parallelo, mentre le caldaie vengono normalmente attivate quando la domanda di calore supera la capacità dei CHP. Il sistema non dispone di accumulo termico. Nel 2023, il sistema ha generato 34,8 GWh di energia termica, utilizzando principalmente gas naturale (5,8 milioni di Sm<sup>3</sup>), con conseguenti emissioni di circa 11.500 tonnellate di CO<sub>2</sub>. I costi annuali di manutenzione dell'impianto ammontano a circa 170.000 euro, principalmente legati alle unità di cogenerazione. Per le valutazioni del bilancio energetico, EGEA utilizza un software di ottimizzazione sviluppato dal Politecnico di Torino. Il software utilizza una formulazione MILP (Mixed Integer Linear Programming) per determinare la configurazione ottimale dell'impianto e il dimensionamento degli asset, con lo scopo principale di valutare la fattibilità dell'integrazione di un asset nel portafoglio dell'impianto.

1.  $\eta_{el}$  e  $\eta_{th}$  sono rispettivamente, l'efficienza elettrica e l'efficienza termica
2. Fattore di emissioni CO<sub>2</sub> per il gas naturale: 1,972 kg<sub>CO2</sub>/Sm<sup>3</sup>

## 2.2 Rete di distribuzione dell'energia e utenze

La rete di Acqui Terme è lunga 8,9 km (12,8 km incluse le connessioni) e la maggior parte delle tubazioni è pre-isolata. I primi 3,5 km sono stati costruiti nel 2009, con una progressiva espansione negli anni successivi. Il sistema di pompaggio è dotato di cinque unità (859 kWe) presso la centrale ed è regolato da VSD (Variable Speed Drivers) e il consumo relativo alle pompe ammonta a 1.331 MWh. La logica di funzionamento varia tra inverno ed estate e segue principalmente una regolazione basata sulla pressione. In inverno, il differenziale di pressione ( $\Delta p$ ) tra le linee di mandata e ritorno varia da 0,7 bar a 18°C a 2,7 bar a -5°C dalle 5:00 alle 23:00, mentre è impostato a 0,5 bar dalle 23:00 alle 5:00. In estate, il  $\Delta p$  è costantemente impostato a 0,5 bar. La rete funziona con un regime di temperatura di mandata/ritorno di circa 85°C / 65°C e le perdite termiche sono di circa il 15%.

Gli utenti del teleriscaldamento di Acqui Terme sono prevalentemente residenziali, come mostrato nella Tabella 2 di seguito.

Numero di clienti	Tipologia	Volume	Domanda Termica
134	Residenziale	1,035 m <sup>3</sup>	27,500 kWh/anno
	Terziario	443 m <sup>3</sup>	6,700 kWh/anno

Tabella 2 – Ripartizione dei consumi

In totale, ci sono 180 sottostazioni e il calore totale venduto ai consumatori ammonta a 34,2 GWh/anno. Le sottostazioni variano da 80 kW a 1.400 kW (500 kW in media) e sono scambiatori di calore a piastre che possono essere monitorati e controllati per temperature, pressioni e portate (a seguito di una campagna che ha implementato Smart Meter su tutta la base clienti).

Il regime di temperatura sul lato secondario è di 70°C / 50°C (mandata / ritorno). È presente un sistema SCADA, che consente di raccogliere, monitorare e analizzare i dati in tempo reale dalla rete. I dati cartografici sono disponibili in formato digitale (formato file .shp), che viene utilizzato per simulazioni termo-idrauliche, utilizzando software dedicati (MARTE e INFOWORKS).

Le attività di manutenzione utilizzano strumenti di mappatura termica, controlli e aggiornamenti delle valvole termostatiche, nonché il monitoraggio della reiniezione e del trattamento dell'acqua presso l'impianto. I costi annuali di manutenzione ammontano a circa 30.000 euro. I contratti con i clienti hanno una validità di un anno e seguono una struttura tariffaria bimodale. Una tariffa bimodale è composta da due componenti: un costo fisso, dovuto indipendentemente dal consumo di energia e che tipicamente copre infrastrutture, manutenzione e altri costi fissi, e un costo variabile, basato sul consumo di calore.

### 3. MISURE DI MIGLIORAMENTO

Nel 2020, EGEA ha presentato un progetto per sfruttare una risorsa geotermica locale a bassa entalpia. Gli studi geologici hanno identificato un'area in cui il pozzo potrebbe raggiungere una profondità di 500 metri, dove si trova acqua a 70°C. Tuttavia, per evitare problemi legati al suolo, si è deciso di limitare la profondità a 150 metri, dove la temperatura è di 40°C.

Il progetto prevedeva la costruzione di un pozzo di estrazione, lo scambio termico tramite scambiatore di calore a piastre e la re-immissione nella falda acquifera tramite un pozzo di reiniezione. Il fluido riscaldato doveva essere inviato a due pompe di calore acqua-acqua con una capacità termica di 3,82 MW e un COP di 3,5. Questa iniziativa potrebbe aiutare EGEA ad affermarsi come fornitore efficiente di teleriscaldamento raggiungendo le seguenti percentuali (**prima e dopo**):

- Calore da cogenerazione: **48.3%** vs **29.6%**
- Calore da FER: **0%** vs **54.1%**
- Calore da caldaie: **51.7%** vs **16.3%**

Il progetto è stato sospeso per due motivi: il primo riguarda i rischi connessi alla perforazione del pozzo, che potrebbe potenzialmente causare problemi idrogeologici. Il comune ha richiesto garanzie per assicurare che le fonti di acqua sotterranea rimangano indisturbate. Il secondo motivo è che il comune ha perso il controllo delle terme, che ora sono gestite da un'entità privata, e sta lavorando attivamente per riottenere la concessione.

In EnableDHC, saranno condotte analisi what-if per valutare i benefici dell'integrazione di queste pompe di calore e di un serbatoio di accumulo per ottimizzare l'uso dell'acqua estratta dai pozzi geotermici. Inoltre, verrà esplorata anche la possibilità di utilizzare le acque di scarto delle terme.

## GET IN TOUCH WITH US



### Coordinators

Riccardo Battisti

Chiara Lazzari



### E-mail

[riccardo.battisti@ambienteitalia.it](mailto:riccardo.battisti@ambienteitalia.it)

[chiara.lazzari@ambienteitalia.it](mailto:chiara.lazzari@ambienteitalia.it)



### Website

<https://enabledhc.ambienteitalia.it>