

## Il teleriscaldamento di Acqui Terme cerca di decarbonizzarsi

2 Luglio 2025

Riccardo Battisti

*Un sistema alimentato interamente a gas naturale affronta la sfida della decarbonizzazione puntando sulla geotermia e sull'accumulo termico, sfruttando anche la naturale disponibilità di energia messa in gioco dalle locali sorgenti termali.*

Il sistema di **teleriscaldamento** di Acqui Terme, cittadina in provincia di Alessandria, è entrato in funzione nell'autunno 2009 ed è stato poi oggetto di progressive espansioni di rete in diverse aree della città, accompagnate da un corrispondente aumento della capacità produttiva dell'impianto di cogenerazione che alimenta la rete stessa.

Per centrare gli obiettivi di decarbonizzazione previsti per gli impianti di teleriscaldamento secondo la **Direttiva Europea sull'Efficienza Energetica** (EED), anche questo sistema, gestito dalla società EGEA, dovrà affrontare investimenti per incrementare la quota di rinnovabili e di calore di recupero nel suo mix produttivo.

### Il gas la fa ancora da padrone

Il calore nell'impianto di Acqui Terme è prodotto attraverso **due unità di cogenerazione** (CHP) in parallelo e tre caldaie che si attivano quando la domanda di calore supera la capacità del CHP. Il sistema, inoltre, non è dotato di accumulo termico.

Nel 2023, il sistema ha generato 34,8 GWh di energia termica, utilizzando principalmente gas naturale (5,8 milioni di m<sup>3</sup>), con circa 11.500 tonnellate di emissioni di CO<sub>2</sub>. La rete, lunga 8,9 km (12,8 km compresi i collegamenti), serve 180 sottostazioni, principalmente unità residenziali e alcuni edifici del terziario, e il calore totale venduto ai consumatori ammonta a 34,2 GWh/anno.

### Le temperature di rete

Il **sistema di pompaggio** della rete è costituito da cinque unità, per un totale di 859 kW elettrici, localizzate presso la centrale e regolate tramite VSD (Variable Speed Drivers).

Il consumo relativo alle pompe ammonta a 1,331 MWh/anno e la logica di funzionamento varia tra inverno ed estate, seguendo principalmente una regolazione basata sulla pressione.

In inverno, il differenziale di pressione ( $\Delta p$ ) tra la linea di mandata e quella di ritorno varia da 0,7 bar a 18 °C a 2,7 bar a -5 °C dalle 5 del mattino alle 11 di sera, mentre è impostato a 0,5 bar dalle 23 alle 5 del mattino. In estate, invece, il  $\Delta p$  è impostato costantemente a 0,5 bar.

La rete opera con un regime di **temperatura di mandata/ritorno** di circa 85 °C / 65 °C e le perdite

termiche ammontano a circa il 15%.

I **costi di manutenzione** annuali dell'impianto ammontano a circa 170.000 euro, principalmente legati alle unità di cogenerazione.

## Contatori smart per i consumatori

Le sottostazioni di utenza presentano una potenza tra 80 e 1.400 kW (500 kW in media) e sono costituite da scambiatori di calore a piastre che possono essere monitorati e controllati su temperature, pressioni e portate, grazie a una campagna che ha distribuito gli *smart meters* su tutta la base di clienti). Il regime di temperatura sul lato secondario è di 70 °C / 50 °C (mandata / ritorno).

Le attività di manutenzione utilizzano strumenti di mappatura termica, controlli e aggiornamenti delle valvole termostatiche, nonché il monitoraggio del reintegro e del trattamento dell'acqua nell'impianto, per un costo annuale complessivo di circa 30.000 euro.

I **contratti con i clienti** hanno validità annuale e seguono una struttura tariffaria bimodale con una quota fissa, dovuta indipendentemente dal consumo di energia e tipicamente a copertura di infrastrutture, manutenzione e altri costi fissi, e una quota variabile, basata sul consumo di calore.

## Alla ricerca della falda calda

Come affrontare allora la sfida della **decarbonizzazione** in un sistema basato interamente su gas naturale?

Nell'ambito del progetto europeo LIFE *Enable DHC*, i partner tecnici, con uno specifico ruolo guida della società OPTIT stanno effettuando una valutazione di fattibilità per diverse possibili soluzioni che consentano di centrare gli ambiziosi obiettivi della Direttiva Europea EED.

Il primo passo è quello di una **ottimizzazione dei parametri di funzionamento** della rete, che permetterà già una riduzione dei consumi attuali. Passando poi all'adozione di nuove tecnologie per la produzione di calore, un'ipotesi è quella di prelevare **calore dalla falda acquifera**: Acqui Terme, come dice il nome stesso, è infatti un'area caratterizzata dalla presenza di sorgenti termali.

Il calore proveniente dalla falda, poi, dovrebbe alimentare una **pompa di calore a elevata efficienza**, con un COP pari a 4. Si tratta, tuttavia, di una soluzione non facilmente realizzabile per i notevoli costi legati allo scavo e per la complessità delle condizioni idrogeologiche del sottosuolo.

## Pompa di calore e terme

La seconda soluzione, invece, prevede di utilizzare una **pompa di calore a minore efficienza** (COP pari a 3) e di dimensione più contenuta e di collegarla al recupero di calore dallo stabilimento termale cittadino. Si tratta senza dubbio di una soluzione impiantistica più semplice e meno costosa perché non prevede lavori per realizzare dei pozzi geotermici.

Un'altra opzione, infine, è quella di impiegare un **sistema di accumulo termico**, collegato o meno a una delle soluzioni a pompa di calore ora descritte, che possa fornire flessibilità alla produzione e

distribuzione di calore tramite la rete di teleriscaldamento in funzione della domanda di utenza in tempo reale.

In questo caso, chiaramente, il problema principale è quello del reperimento degli spazi necessari per l'installazione del **serbatoio** di accumulo.

QualEnergia.it