

Milano, 29/07/2025

Studio sulle prospettive per il Teleriscaldamento in Alto Adige

Responsabile scientifico

Prof. Paola Caputo

Politecnico di Milano

DABC - Dept. of Architecture, Built Environment and Construction Engineering

Gruppo di lavoro

Paola Caputo, Giulio Ferla, Benedetta Mura

Politecnico di Milano

DABC - Dept. of Architecture, Built Environment and Construction Engineering

Committente

Provincia Autonoma di Bolzano

Agenzia provinciale per l'ambiente e la tutela del clima

Sommario

1	Introduzione	2
1.1	Obiettivo di decarbonizzazione dei sistemi termici e riferimenti normativi	2
1.2	Indirizzi del Piano Clima Alto Adige 2040	5
2	Ricognizione della domanda termica nella Provincia Autonoma di Bolzano	6
2.1	Stato dell'arte dei sistemi di teleriscaldamento	6
3	Ricognizione delle fonti rinnovabili locali e del calore di scarto per uso termico	9
3.1	Aspetti metodologici.....	9
3.2	Biomassa	11
3.2.1	Rielaborazione delle informazioni disponibili nei documenti provinciali	11
3.2.2	Ulteriori elaborazioni con integrazione di altri database	13
3.2.3	Confronto tra fabbisogno di biomassa legnosa per uso energetico e potenziale disponibile.....	16
3.3	Calore ambiente.....	19
3.3.1	Geotermia	20
3.3.2	Corpi idrici, laghi e acque sotterranee	22
3.4	Solare termico	23
3.5	Calore di Scarto	24
4	Scenari di decarbonizzazione 95% per il teleriscaldamento altoatesino	26
4.1	Stato di fatto, obiettivi e roadmap.....	26
4.2	Classificazione dei 14 impianti da decarbonizzare in funzione delle condizioni operative attuali	29
4.3	Possibili misure di decarbonizzazione	31
4.4	Principali impatti	34
4.4.1	Stima delle ricadute economiche.....	34
4.4.2	Stima delle ricadute energetico-ambientali	39
5	Buone pratiche relative a tecnologie adeguate al contesto altoatesino	42
5.1	Gestione ottimale della filiera bosco-energia: il caso della Magnifica Comunità di Fiemme (IT)	43
5.2	Integrazione di biomassa e calore di scarto, digitalizzazione: il caso di Leibnitz (AT) ...	46
5.3	Alta efficienza e recupero di calore dalla condensazione dei fumi: il caso di Klagenfurt (AT)	48
5.4	Solare termico con stoccaggio stagionale e giornaliero: il caso di Alberta (CA)	50
5.5	Teleriscaldamento e impianti di trattamento delle acque reflue: il caso di virtuoso di CAP, Peschiera Borromeo (IT).....	52
6	Conclusioni	54
	Riferimenti bibliografici	57

1 Introduzione

Lo studio è finalizzato all'analisi dello stato dell'arte e alla definizione dell'evoluzione del sistema energetico altoatesino, con particolare attenzione ai sistemi di teleriscaldamento. Tale analisi non può prescindere dall'individuazione delle barriere tecniche e non tecniche che ostacolano l'espansione e l'ulteriore decarbonizzazione del settore e dalle possibili misure per il loro superamento, fornendo così anche spunti per programmi e meccanismi di supporto futuri, nel rispetto del quadro normativo europeo, nazionale e locale.

I risultati dello studio possono supportare l'efficientamento complessivo dei sistemi di teleriscaldamento, che, per le loro caratteristiche e la loro rilevanza locale, rappresentano un elemento fondamentale per la decarbonizzazione degli usi termici nella Provincia Autonoma di Bolzano.

La struttura dello studio è caratterizzata dalle seguenti sezioni: inquadramento normativo, descrizione della domanda termica, stato dell'arte dei sistemi di teleriscaldamento, disponibilità delle fonti energetiche rinnovabili locali e del calore di scarto e potenziale integrazione di tali fonti con tecnologie appropriate al contesto del teleriscaldamento altoatesino.

1.1 Obiettivo di decarbonizzazione dei sistemi termici e riferimenti normativi

In accordo con il dibattito scientifico internazionale (e.g. progetto Life SupportDHC [1]), il teleriscaldamento rappresenta un settore promettente e con margini di efficientamento e innovazione. Esso può contribuire alla decarbonizzazione energetica se alimentato principalmente con fonti energetiche non fossili e qualora coesistano alcune condizioni non sempre facilmente implementabili come:

- collaborazione tra gli operatori e gli attori istituzionali
- valorizzazione del ruolo delle amministrazioni locali nella promozione delle reti termiche;
- disponibilità e interoperabilità di dati, strumenti e norme necessarie per la pianificazione delle iniziative di decarbonizzazione;
- coinvolgimento degli utenti finali.

A livello nazionale, l'incertezza del quadro normativo e programmatico frena la realizzazione di nuovi impianti, l'evoluzione di quelli esistenti e le opportunità di investimento. Inoltre, i tempi lunghi di sviluppo di tali sistemi e l'imposizione di schemi tariffari rigidi complicano ulteriormente il processo, mentre un approccio tecnologicamente neutrale e bilanciato rispetto all'integrazione delle fonti rinnovabili, del calore di scarto¹ e dei sistemi di stoccaggio termico potrebbe facilitare tale processo.

In tema normativo, i riferimenti salienti europei e nazionali possono essere così riassunti:

- Direttiva sull'Efficienza Energetica (EED, Direttiva (UE) 2012/27/EU) [2]: obiettivo del 32.5% di risparmio energetico entro il 2030. Secondo tale riferimento, sono sistemi di

¹ Su questo tema, si veda anche la trattazione del quadro normativo contenuto nel recente studio di Eurac Research citato nelle altre sezioni [22].

teleriscaldamento efficienti quelli alimentati con almeno 50% di energia rinnovabile, o 50% di calore di scarto, o 75% di cogenerazione o una combinazione di questi.

- Direttiva (UE) 2023/1791 [3]: aggiorna la definizione di “teleriscaldamento efficiente” introducendo obiettivi in più step temporali fino al 2050. Tali target di efficienza possono riguardare l’energia immessa in rete dalle unità produttive del sistema di teleriscaldamento o le emissioni di gas a effetto serra prodotte. In particolare, secondo il paragrafo 1 dell’art. 26 della direttiva, fino al 2027 un sistema può essere considerato efficiente se almeno il 50% del calore fornito proviene da una delle seguenti fonti (singolarmente o in combinazione): energie rinnovabili, calore di scarto, cogenerazione. A partire dal 2028, nella configurazione che combina calore di scarto, rinnovabili e cogenerazione, da qui in poi sempre ad alto rendimento, dovrà essere obbligatoriamente incluso almeno un 5% di energia rinnovabile o di scarto. Inoltre, per essere riconosciuti come “teleriscaldamento efficiente” facendo ricorso esclusivamente alla cogenerazione ad alto rendimento, la soglia passa dal 75% all’80%. Successivamente, la direttiva stabilisce requisiti più stringenti. Entro il 2035 la quota di rinnovabili, calore di scarto o un mix delle due rimane al 50 % ma sale all’80% la quota che combina rinnovabili, calore di scarto e cogenerazione ad alto rendimento (con almeno il 35% da rinnovabili o calore di scarto). Nel 2040 la quota di rinnovabili, calore di scarto o un mix delle due sale al 75%, ma sale al 95% la quota che combina rinnovabili, calore di scarto e cogenerazione ad alto rendimento (con almeno il 35% da rinnovabili o calore di scarto). Nel 2045 sale al 75% la quota da rinnovabili, da calore di scarto e da un mix dei due. Nel 2050 deve essere raggiunta la quota del 100 % di rinnovabili e/o calore di scarto.

In alternativa, un sistema può dimostrare la propria efficienza rispettando limiti progressivamente più stringenti ai fattori di emissione della CO₂, espressi in gCO₂/kWh di calore fornito: 200 gCO₂/kWh fino al 2025, 150 gCO₂/kWh dal 2026, 100 gCO₂/kWh entro il 2035, 50 gCO₂/kWh entro il 2045, fino ad arrivare a zero nel 2050. Sebbene questa opzione garantisca maggiore flessibilità nella scelta delle fonti, il calcolo richiede metodologie di contabilizzazione delle emissioni non ancora uniformemente definite a livello europeo e nei singoli paesi membri. Ogni stato membro dovrà scegliere il proprio metodo di calcolo e, per applicarlo, fornire gli specifici fattori di emissione.

- Raccomandazione della Commissione (UE) 2024/2395 [4]: linee guida per l'interpretazione dell'Articolo 26 della Direttiva (UE) 2023/1791 [3]. Contiene tutti i chiarimenti in riferimento alla Direttiva del punto precedente.
- Direttiva sulle fonti di energia rinnovabile III (RED III, Direttiva (UE) 2023/2413)² [5]: prevede un obiettivo globale del 42.5% di energie rinnovabili entro il 2030 e rinforza il ruolo del teleriscaldamento rispetto alla precedente RED II [6]. L’Allegato VII, relativo alla contabilizzazione della quota rinnovabile delle pompe di calore, resta sostanzialmente invariato rispetto alla RED II.
- Direttiva sulla Prestazione Energetica degli Edifici (EPBD, Direttiva (UE) 2024/1275 [7]: promuove l'efficienza energetica nel settore edilizio e la decarbonizzazione dei sistemi di riscaldamento e condizionamento. Introduce prescrizioni per integrare il teleriscaldamento nei piani di ristrutturazione edilizia.

² La G.U. del 25/06/25 riporta la Legge Delegazione riferita alle Direttive 1791/2023 e 2413/2023, un primo segnale verso il recepimento nazionale.

rappresenta un contributo alla decarbonizzazione degli usi termici, potrà essere ulteriormente supportato e rinnovato mediante strategie coordinate di lungo periodo.

1.2 Indirizzi del Piano Clima Alto Adige 2040

Con il Piano Clima Alto Adige 2040 [11], approvato a luglio 2023, si sottolinea l'impegno a raggiungere la neutralità climatica entro il 2040, in linea con gli obiettivi stabiliti a livello nazionale e internazionale. Il Piano comprende delle risposte concrete alle sfide legate agli effetti del cambiamento climatico e si basa su una valutazione approfondita delle emissioni di gas effetto serra e delle possibili strategie per ridurle. In particolare, in riferimento all'anno 2019 e a tutti gli usi finali, si prevede di ridurre le emissioni di CO₂ del 55% entro il 2030 e del 70% entro il 2037, con l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2040. Di pari passo, si definisce un percorso per incrementare l'impiego delle fonti rinnovabili fino ad arrivare all'obiettivo ambizioso del 100% al 2040.

Il Piano si articola sui settori del trasporto, dell'ambiente costruito (parco edilizio), dell'agricoltura e della generazione energetica e prevede un forte coinvolgimento della popolazione al fine di garantire che le misure proposte siano socialmente accettabili e rispondano alle reali esigenze dei cittadini altoatesini. Si prevede inoltre un monitoraggio continuo delle misure e dei risultati, con la possibilità di apportare modifiche basate su dati aggiornati e sui riscontri acquisiti.

Il Piano contiene anche importanti indicazioni sullo stato dell'arte e sull'evoluzione del settore del teleriscaldamento. Le principali misure, da considerare in sinergia con le strategie volte alla riduzione del fabbisogno termico negli edifici, sono rivolte all'ottimizzazione, all'efficientamento e alla decarbonizzazione delle reti attualmente alimentate prevalentemente con fonti fossili.

Il tema si pone a confronto con la necessità di quantificare in modo accurato la disponibilità residua di biomassa legnosa locale (principale fonte di energia utilizzata nei sistemi esistenti), degli usi competitivi di tale risorsa all'interno del territorio provinciale e dell'incremento della domanda della medesima risorsa nelle zone adiacenti alla provincia di Bolzano (province limitrofe, Austria ecc.). La ricostruzione del bilancio della legna in tutti i suoi usi dovrà essere oggetto di studi ulteriori finalizzati ad armonizzare le differenti fonti disponibili.

In questo quadro, soprattutto per gli impianti di teleriscaldamento più grandi, verrà valutata la possibilità di sostituire i generatori termici alimentati da fonti fossili con pompe di calore di grande taglia e di individuare fonti di calore adeguate, al fine di impiegare la biomassa legnosa laddove il ricorso ad altre fonti energetiche non sia tecnicamente e/o economicamente fattibile. Sempre nel Piano si asserisce di prevedere, nel breve termine, di sottoporre tutti gli impianti di teleriscaldamento a una verifica volta a individuare il potenziale di miglioramento dell'efficienza complessiva.

Altre misure riguardano la gestione della domanda termica negli edifici; per esempio, si promuove, con condizioni vantaggiose e introducendo vincoli stringenti per l'installazione di sistemi individuali basati su fonti fossili, l'allacciamento alle reti esistenti degli utenti residenti in edifici plurifamiliari con almeno cinque unità, costruiti prima del 2005 e situati lungo le reti di teleriscaldamento.

In riferimento alla città capoluogo, in cui si concentra circa 1/5 della popolazione altoatesina, il Piano pone l'attenzione sul possibile potenziamento e contestuale decarbonizzazione del sistema di teleriscaldamento di Bolzano.

2 Ricognizione della domanda termica nella Provincia Autonoma di Bolzano

In base ai dati forniti dall'Ufficio Energia e tutela del clima, riferibili al 2020 [12], il settore termico rappresenta il principale responsabile dei consumi energetici a livello provinciale, sia come consumi assoluti sia come uso delle fonti fossili. Il territorio altoatesino produce infatti più del doppio dell'elettricità consumata al proprio interno utilizzando per circa il 97% fonti rinnovabili, in particolare l'idroelettrico, mentre, la quota rinnovabile relativa agli usi termici è pari a circa il 40% (Figura 2). Inoltre, nonostante le misure di efficientamento energetico degli edifici e gli inverni progressivamente meno rigidi, i consumi di energia per gli usi termici sono in continuo aumento. Volendo fornire un dato medio, svincolato dalle peculiarità climatiche degli ultimi anni, il consumo di calore ammonta globalmente a circa 7000 GWh/anno, di cui quasi 1500 GWh/anno imputabili ai sistemi di teleriscaldamento. Questi coprono quindi circa 1/5 della domanda complessiva provinciale, valore molto più elevato della media nazionale, ma con un certo margine di ottimizzazione ed intensificazione.

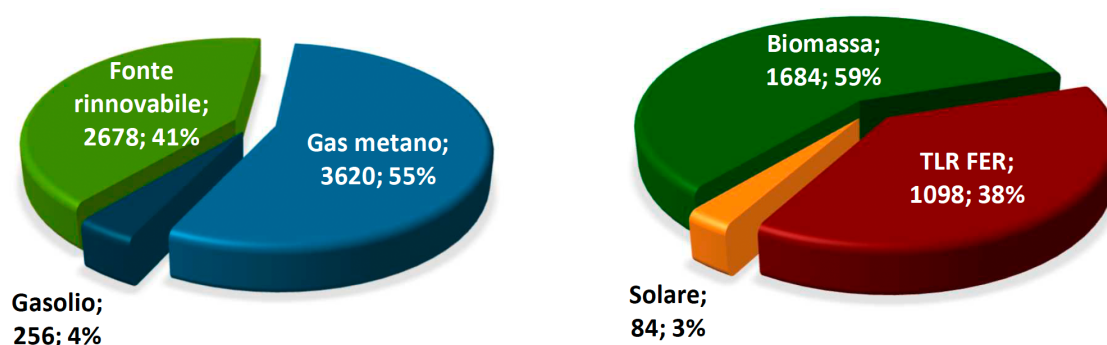


Figura 2. Produzione di calore in Alto Adige (sinistra) e dettaglio sul calore da fonti rinnovabili (destra), dati in GWh/anno e %, (fonte: [13])

2.1 Stato dell'arte dei sistemi di teleriscaldamento

L'Alto Adige è stato il territorio pioniere del teleriscaldamento a biomassa in Italia, promuovendo efficaci politiche e meccanismi di sostegno. Storicamente, gli impianti di teleriscaldamento si sono sviluppati in zone dove non era presente la rete di distribuzione del gas metano. In tali territori la legna ha rappresentato il miglior vettore energetico disponibile per sostituire il gasolio.

In accordo con i contenuti del Piano Climatico Alto Adige 2040 [11], le prime misure di sostegno risalgono al 1993, con l'erogazione dei contributi pubblici per la costruzione delle centrali di teleriscaldamento nei comuni di Valdaora e Rasun. Nel trentennio successivo sono stati realizzati circa 80 impianti, quasi tutti alimentati principalmente a biomassa legnosa, a parte due alimentati principalmente a metano in assetto cogenerativo, e uno alimentato con il recupero del calore dal trattamento termico dei rifiuti urbani. Tuttavia, la progressiva espansione della rete di distribuzione del gas naturale, la graduale saturazione delle reti di teleriscaldamento e l'evoluzione del contesto economico e fiscale hanno portato a un "fisiologico" rallentamento dello sviluppo di tali sistemi. Negli ultimi anni si è infatti assistito a un ritmo di crescita stabile e più contenuto rispetto al passato.

Il teleriscaldamento altoatesino è quindi alimentato principalmente con cippato³ e tale fonte è utilizzata in genere in impianti di taglia medio-piccola, in assetto cogenerativo (circa 1/3 degli impianti, con prevalenza della tecnologia *Organic Rankine Cycle* - ORC), o per la sola produzione del calore.

In generale, la densità lineare delle reti esistenti è piuttosto contenuta, nonostante la zona climatica, a causa della morfologia del paesaggio montano e delle particolari circostanze in cui i tracciati di rete si sono originati ed espansi, nel corso del tempo.

Nel complesso, se paragonato all'uso di fonti fossili, l'esercizio di queste centrali termiche consente un risparmio di circa 300.000 tonnellate di CO₂ all'anno, a meno di oscillazioni legate all'andamento delle temperature invernali e ad altre condizioni al contorno.

I dati storici disponibili descrivono il teleriscaldamento come un settore in crescita, con un progressivo incremento delle reti, del numero delle utenze collegate e del calore prodotto. Al momento i meccanismi locali di supporto sono orientati alla densificazione delle reti e all'ampliamento delle centrali di produzione di impianti esistenti. Il mix energetico utilizzato negli impianti di teleriscaldamento in esercizio (biomassa e, in parte minore, gas naturale, calore da trattamento rifiuti e altre fonti) corrisponde a una quota fossile a livello provinciale pari a circa il 28%. Tale dato posiziona il teleriscaldamento altoatesino già a un ottimo punto della *roadmap* della decarbonizzazione degli usi termici. Infatti, mentre il settore termico nel suo complesso vede una quota rinnovabile pari a circa il 40%, i sistemi di teleriscaldamento sono alimentati per circa il 72% mediante fonti rinnovabili [12]. Inoltre, in riferimento ai dati disponibili per l'anno 2023, si nota un'ulteriore diminuzione della quota relativa alle fonti fossili, fino al 26%⁴, **confermando il ruolo del settore come trainante nell'ottica della decarbonizzazione degli usi termici.**

I dati principali relativi all'**anno 2023** costituiscono lo scenario attuale considerato nel presente studio e possono essere così riassunti:

- Calore prodotto: 1408 GWh;
- Calore immesso in rete: 1326 GWh (dissipazioni circa 6%);
- Calore venduto: 1072 GWh (perdite circa 19%);
- Calore prodotto da fonti rinnovabili: 1047 GWh (di cui biomassa legnosa 959 GWh);
- Calore prodotto da fonti fossili: 361 GWh;
- Quota rinnovabile: 74%;
- Sottostazioni allacciate: 22546;
- Lunghezza delle reti: 1176 km;
- Densità lineare 1128 kWh/m, se riferita al calore immesso in rete.

Se si volesse portare la quota di calore prodotto da fonte rinnovabile dal 74% (2023) al 95% (2030), occorrerebbe decarbonizzarne ancora circa il 21% (a parità di domanda di calore presso gli utenti e di perdite di rete). A livello provinciale, tale scenario corrisponderebbe a **circa 290 GWh/anno di calore prodotto** (a meno di variazioni in funzione di clima, prestazioni

³ Salvo dove diversamente specificato, nel presente studio la biomassa legnosa viene considerata totalmente rinnovabile e a emissioni di CO₂ nulle. Il dibattito scientifico e i riferimenti normativi non sono universalmente in linea con tale assunzione. Per esempio, nel Decreto Requisiti Minimi del 2015 [37], la biomassa viene considerata rinnovabile all'80%.

⁴ Ciò renderebbe il sistema altoatesino, nel suo complesso, in linea con gli scenari europei del teleriscaldamento efficiente riportati nella sezione 1.1, almeno fino al 2040.

edifici e incremento/decremento degli utenti allacciati e della volumetria edilizia) e, in accordo con i riferimenti già citati, potrebbe comportare un'ulteriore riduzione delle emissioni di circa 70.000 tonnellate all'anno di CO₂.

Nelle sezioni seguenti verranno descritti metodo e risultati degli effetti di un potenziale percorso di decarbonizzazione, in riferimento a un campione di impianti di teleriscaldamento che, in accordo con le statistiche provinciali, producono meno del 95% del calore mediante fonti non fossili.

A tal fine dovranno essere introdotte:

- misure finalizzate a un esercizio più efficiente attraverso l'integrazione di sistemi di stoccaggio termico, l'adozione di sistemi di gestione ottimizzata e digitale, l'uso del calore in cascata con conseguente riduzione delle temperature di ritorno sulle reti, la riduzione delle dissipazioni termiche e, ove possibile, delle perdite lungo la rete;
- misure finalizzate alla sostituzione delle fonti fossili (per la maggior parte gas naturale) con fonti rinnovabili locali e calore di scarto, prevedendo l'installazione di pompe di calore di grande taglia alimentate con elettricità rinnovabile.

3 Ricognizione delle fonti rinnovabili locali e del calore di scarto per uso termico

La disponibilità delle fonti energetiche locali alternative a quelle fossili dipende dal contesto locale. In generale, le fonti termiche a bassa temperatura prevedono l'impiego di pompe di calore, tecnologia comunemente considerata per le valutazioni del potenziale a livello di sistema e comunemente impiegata per aumentare le temperature per i sistemi solari termici, geotermici a bassa temperatura e calore di scarto a bassa temperatura, qualora necessario per soddisfare alte temperature sul lato degli utenti finali.

La valutazione del potenziale rinnovabile comporta la ricognizione di tutte le fonti disponibili e ulteriori elaborazioni per ottenere una stima sufficientemente accurata del potenziale tecnico effettivamente utilizzabile. Gli elementi salienti alla base della pianificazione del potenziale rinnovabile possono essere così riassunti:

- Biomassa: valutare l'intera filiera, inclusi gli aspetti logistici, l'organizzazione della gestione del bosco e la distribuzione territoriale della risorsa;
- Fonti per pompe di calore: localizzare le fonti di calore e caratterizzarle (quanto calore, quando disponibile, a quale temperatura);
- Solare termico: verificare le prestazioni di tali sistemi e la necessità di superfici per installare i collettori;
- Geotermia: identificare le zone adeguate e calcolare il calore estraibile;
- Calore di scarto: localizzare le fonti di calore, caratterizzarle (quanto calore, quando disponibile, a quale temperatura) e mapparle rispetto alla domanda termica;
- *Power to heat*: stimare la disponibilità di energia elettrica rinnovabile e i metodi più efficienti per convertirla in calore. In generale, si fa ricorso a pompe di calore.

Il potenziale di tali fonti è stato analizzato nel contesto altoatesino, come riportato nelle sezioni seguenti.

3.1 Aspetti metodologici

La ricognizione del potenziale relativo alle fonti rinnovabili locali e al calore di scarto è stata effettuata considerando e combinando differenti database, strumenti e fonti ufficiali al fine di garantire una restituzione il più possibile completa e attendibile, compatibilmente con i dati disponibili.

Come confine territoriale di riferimento è stato assunto generalmente quello della Provincia Autonoma di Bolzano, con particolare attenzione ai territori in cui insistono gli impianti di teleriscaldamento esistenti, e soprattutto quelli individuati come prioritari per processi di decarbonizzazione.

I dati raccolti e analizzati rappresentano il potenziale teorico disponibile: si tratta quindi di valori massimi ottenibili in condizioni ideali, che non tengono ancora conto di vincoli pratici, ambientali, tecnici, autorizzativi o economici che dovranno essere valutati in successive fasi di analisi.

I risultati sono presentati attraverso:

- mappe tematiche, per la rappresentazione spaziale del potenziale;
- tabelle di sintesi, suddivise per fonte e area territoriale;

- grafici comparativi, per evidenziare le differenze tra le diverse fonti di dati e facilitare l'interpretazione dei livelli di disponibilità.

Per la valutazione della disponibilità di **biomassa** destinabile a usi termici, e in particolare all'integrazione o riconversione degli impianti di teleriscaldamento, è stato adottato un approccio basato sull'utilizzo incrociato delle seguenti fonti e strumenti di analisi:

- Relazione Agraria e Forestale 2023 della Provincia Autonoma di Bolzano [13]: documento basato sull'Inventario Forestale Nazionale e sulle rilevazioni locali aggiornate;
- Bioraise [14]: tool GIS online sviluppato dal centro spagnolo CIEMAT-CEDER per valutare il potenziale di biomassa sostenibile in Europa meridionale. Fornisce dati geo-referenziati sulla disponibilità e i costi di biomassa considerando restrizioni ambientali ed economiche;
- PETA 4.3 (Pan-European Thermal Atlas, [15]): atlante termico europeo sviluppato nell'ambito del progetto Heat Roadmap Europe, utilizzato per integrare e confrontare i dati di potenziale energetico rinnovabile, in particolare in aree non coperte dagli altri strumenti;
- Dati forniti dall'Ufficio Energia e tutela del clima in merito al bilancio energetico [12];
- Biomasse in Südtirol Holzströme in Südtirol 2012 [16];
- Analisi dell'utilizzo di biomassa per fini energetici in Alto Adige [17].

L'utilizzo combinato di più strumenti consente di garantire maggiore affidabilità e una sufficiente copertura territoriale, come verrà descritto nella sezione successiva.

Si segnala che, mentre per le altre fonti non fossili si è fatto riferimento al territorio in prossimità degli impianti di teleriscaldamento analizzati, per la biomassa, fonte rinnovabile programmabile, trasportabile e stoccabile, si è fatto riferimento anche a un bacino territoriale più ampio, definito con un raggio di 80 km rispetto a una posizione baricentrica del territorio provinciale dove sono localizzati gli impianti di teleriscaldamento (Figura 5). Questo approccio, fondato su un criterio di sostenibilità e ragionevolezza, ha consentito di estendere l'analisi anche ad aree limitrofe fuori provincia (i.e. province di Trento e Belluno) e fuori nazione (i.e. Austria meridionale), cercando di garantire, al contempo, un uso equilibrato dei sottoprodotti forestali e costi di trasporto e impatti ambientali limitati.

Per completare l'analisi sul potenziale energetico territoriale, è stata condotta una stima preliminare delle principali fonti termiche alternative alla biomassa: calore ambientale, geotermia, solare termico e calore di scarto.

La valutazione del **calore ambientale**, che comprende l'aria, le acque superficiali e sotterranee e il sottosuolo poco profondo, è stata svolta in modo qualitativo, con l'obiettivo di verificare in via generale la presenza di condizioni favorevoli all'utilizzo di pompe di calore, tenendo conto dei principali vincoli e opportunità legati alla distribuzione dei corpi idrici e all'accessibilità infrastrutturale. La procedura è descritta nella sezione 3.3. Per quanto riguarda la geotermia, si è fatto riferimento all'Atlante RSE [18], da cui è stato ricavato un valore di potenziale termico disponibile sul territorio. A supporto di questa stima, è stato effettuato un confronto con i database europei Hotmaps [19] e ThermoMap [20], al fine di validare i

risultati ottenuti e inquadrare il potenziale anche rispetto a fonti dati a scala sovralocale (sezione 3.3.1).

La stima del potenziale da **solare termico** è stata invece condotta a partire dai dati del GeoBrowser della Provincia di Bolzano [21], considerando l'irraggiamento annuo disponibile sulle superfici edificabili (sezione 3.4). Applicando un'efficienza media di conversione, è stato calcolato un potenziale teorico utile, che è stato poi utilizzato per stimare l'area collettori necessaria a coprire fino al 95% della quota di fabbisogno termico oggi soddisfatta da fonti non rinnovabili. Tale calcolo ha avuto l'obiettivo di fornire una stima di massima della scala degli impianti necessari, e di indicare in quali casi tale tecnologia potrebbe risultare sovradimensionata rispetto alla configurazione urbana e agli spazi tecnicamente disponibili. Infine, per il **calore di scarto** si è fatto riferimento allo studio recentemente sviluppato da Eurac Research [22], da cui sono stati tratti dati utili relativi alla localizzazione dei potenziali siti produttivi e alla disponibilità di calore residuo. Anche in questo caso, l'obiettivo è stato quello di ottenere un ordine di grandezza utile per valutare la possibile integrazione di questa fonte in una logica di decarbonizzazione territoriale.

3.2 Biomassa

Il patrimonio forestale provinciale costituisce una risorsa rilevante, gestita secondo criteri di sostenibilità. Tale condizione consente di assegnare alla biomassa legnosa un ruolo fondamentale nell'economia altoatesina. Trascurando gli usi di legname da opera e concentrandosi sugli usi energetici, tale risorsa viene utilizzata principalmente per la produzione di calore nel settore civile e industriale e nei numerosi sistemi di teleriscaldamento presenti sul territorio.

3.2.1 Rielaborazione delle informazioni disponibili nei documenti provinciali

Le informazioni contenute nella Relazione agraria e forestale 2023 [13], basata sui dati dell'Inventario Nazionale delle Foreste e dei Serbatoi Forestali di Carbonio (INFC 2015) [23], riportano un accrescimento medio annuo dei boschi altoatesini pari a circa 2 milioni di metri cubi. Nel 2023, come si evince da Tabella 1, il prelievo effettivo di legname (definito come "ripresa") è stato di 810.000 m³, corrispondenti a circa il **40%** dell'incremento annuo complessivo, evidenziando un uso sostenibile del potenziale offerto dai boschi.

Parallelamente, ogni anno l'amministrazione forestale assegna ai proprietari un quantitativo di legname che può essere sottoposto al taglio (masse assegnate), non sempre coincidente con il quantitativo effettivamente prelevato.

Tabella 1. Incremento e prelievo annuo, boschi altoatesini (stime)

Dimensione del bosco Altoatesino	339.270 ha	
Incremento naturale lordo (accrescimento corrente) ⁵	2.000.689 m ³ /a	
Massa assegnata al taglio	1.713.514 m ³ /a	
Di cui Tagli normali 2023	300.000 m ³ /a	≈ 15 % dell'accrescimento
Di cui Disturbi 2023	1.400.000 m ³ /a	≈ 70 % dell'accrescimento
Prelievo annuo 2023 (Ripresa)	809.880 m ³ /a	≈ 40 % dell'accrescimento

⁵ Il valore di incremento naturale lordo non tiene conto della statistica sugli alberi morti riportata nella Relazione Agraria e Forestale [13].

Ogni anno, l'amministrazione forestale assegna ai proprietari dei boschi un quantitativo specifico di legname prelevabile, noto come "massa martellata" (o assegnata al taglio). Tale massa può differire dal volume effettivamente prelevato. Interpretando la Figura 3, si stima che nel 2023 la massa assegnata sia stata pari a circa 1.700.000 metri cubi, di cui circa 300.000 metri cubi derivano da tagli ordinari, mentre il resto (circa 1.400.000 metri cubi) è riconducibile ai suddetti eventi disturbanti. Tali eventi eccezionali da un lato hanno generato significative quantità di legname disponibile, dall'altro hanno diminuito la massa boschiva, creando una situazione gestionale complessa, che richiede strategie di intervento specifiche.

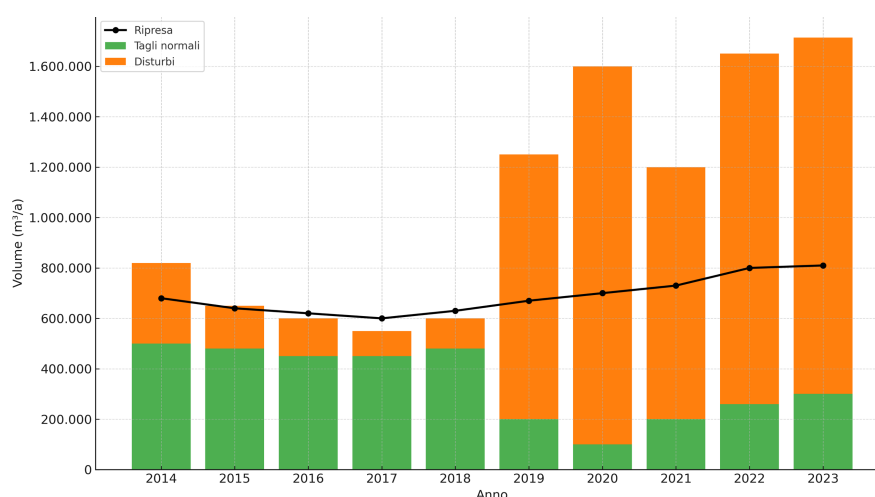


Figura 3. Ripartizione massa assegnata e prelievo annuo (Fonte: Relazione agraria e forestale 2023)

Confrontando periodi diversi, emerge chiaramente come la composizione della massa assegnata sia mutata profondamente a seguito della tempesta Vaia del 2018. Infatti, nel periodo precedente (2014-2018) la media annuale dei tagli normali era di circa 484.000 metri cubi, mentre quella legata a disturbi si fermava intorno ai 132.000 metri cubi. Al contrario, nel periodo successivo (2019-2023), il volume dei disturbi è aumentato drasticamente fino a raggiungere una media annua di circa 1.313.000 metri cubi, riducendo significativamente i tagli regolari a circa 170.000 metri cubi annui (Tabella 2).

Tabella 2 Ripartizione massa assegnata al taglio prima del 2018 e dal 2019 (stime)

Periodo	Tagli normali (media)	Disturbi (media)	Totale massa assegnata (media)
2014 – 2018	≈ 484.000 m ³	≈ 132.000 m ³	≈ 616.000 m ³
2019 – 2023	≈ 170.000 m ³	≈ 1.313.000 m ³	≈ 1.483.000 m ³

Dal punto di vista energetico, **assumendo un potere calorifico inferiore⁶ (PCI) pari a 3,3 kWh/kg e una densità media di circa 403,9 kg/m³ tondo**, il prelievo effettivo del 2023 (indicato come “ripresa” nella Figura 3) corrisponderebbe a **circa 327.000 tonnellate di biomassa e circa 1.079 GWh di energia primaria**.

⁶ Valore di PCI desunto dai documenti condivisi. Tale valore, corrispondente a un'umidità pari circa al 30%, è quello più conservativo di quelli citati. Nello studio verrà riportato anche un confronto con un PCI pari a 4,3 MWh/t, estremo superiore tra quelli indicati.

A livello teorico, se si considerasse un aumento del tasso di prelievo al **65%** dell'accrescimento naturale annuo, valore tendente alla media europea secondo il report Forest Europe, State of Europe's Forests 2020 [24] basato su dati di alcuni stati europei, il volume massimo potenzialmente disponibile sarebbe pari a circa 1.300.000 metri cubi annui, equivalente a un incremento annuo di circa 525.000 tonnellate e corrispondente a 1.733 GWh di Energia Primaria. Secondo una stima più prudente e realistica, tenendo conto degli avvicendamenti dei boschi del territorio provinciale⁷, la ripresa totale nei prossimi anni potrebbe assestarsi a valori ben inferiori, dell'ordine dei 700.000 – 800.000 metri cubi annui.

3.2.2 Ulteriori elaborazioni con integrazione di altri database

A titolo di confronto, la valutazione del potenziale teorico è stata formulata anche sulla base di altri strumenti e database.

Il primo strumento utilizzato è **Bioraise** [14], un tool GIS online che quantifica la biomassa legnosa potenzialmente estraibile partendo dal dataset Corine Land Cover (CLC). Tale tool permette di individuare le superfici forestali, eliminare quelle soggette a vincoli (parchi, infrastrutture, fasce di rispetto) e applicare un filtro sulla pendenza del terreno per valutare la reale praticabilità meccanizzata. Vengono quindi forniti tre valori territoriali – superficie potenziale di prelievo, superficie a disposizione e superficie disponibile – e affiancati due output quantitativi: il potenziale di biomassa secca (t/anno) ricavabile dalle superfici disponibili e la corrispondente energia primaria espressa in MWh⁸.

Partendo da tali dati, è stata prima analizzata la disponibilità nell'area della provincia di Bolzano con lo scopo di confrontare l'Inventario Nazionale delle Foreste [23] con la fonte Bioraise [14]. I risultati sono riportati in Figura 4 e Tabella 3.

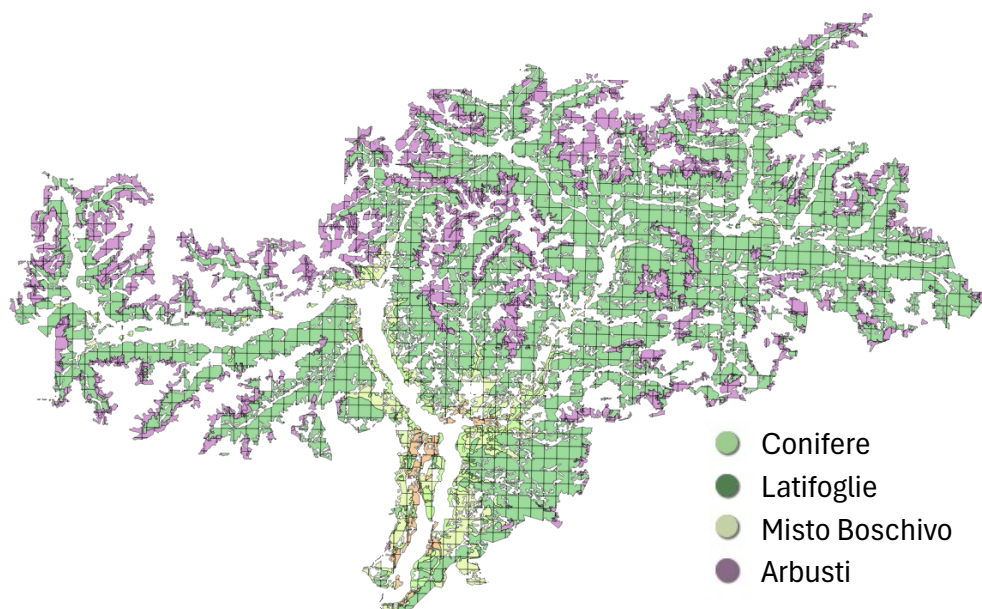


Figura 4. Rappresentazione grafica dell'area analizzata con Bioraise (Provincia di Bolzano)

⁷ Tenendo conto degli impatti complessivi degli eventi estremi, senza considerare altri fattori legati alla fauna locale, e.g. alimentazione degli ungulati.

⁸ Si sottolinea che il PCI utilizzato dai tool utilizzati (Bioraise e PETA 4.3) può differire da quello adottato nel presente studio.

Tabella 3. Stime derivanti dell'analisi effettuata con Bioraise nella provincia di Bolzano

Tipo di biomassa	Superficie potenziale di prelievo	Superficie disponibile al prelievo	Potenziale Biomassa secca	Energia Primaria
	ha	ha	t/a	GWh/a
Conifere	269.559	268.057	298.258	726
Latifoglie	10.703	10.619	9.417	20
Misto Boschivo	22.506	22.217	22.658	53
Arbusti ⁹	193.109	191.328	134.579	322
Tot	495.877	492.221	464.912	1.120

Successivamente, è stata effettuata una seconda stima, basata su Bioraise, tracciando una circonferenza con un raggio di 80 km (Figura 5), centrata su una posizione baricentrica (rispetto alla distribuzione degli impianti di teleriscaldamento) della provincia di Bolzano, tale da racchiudere interamente il territorio provinciale. Tale distanza è stata concordata con la Provincia e ritenuta adeguata a un uso sostenibile della biomassa boschiva. La definizione di tale area implica estendere la valutazione della disponibilità di biomassa anche a territori al di fuori dei confini provinciali, ma sempre all'interno dei confini italiani, poiché il database di riferimento non include informazioni relative ai territori degli stati confinanti, come ad esempio l'Austria.

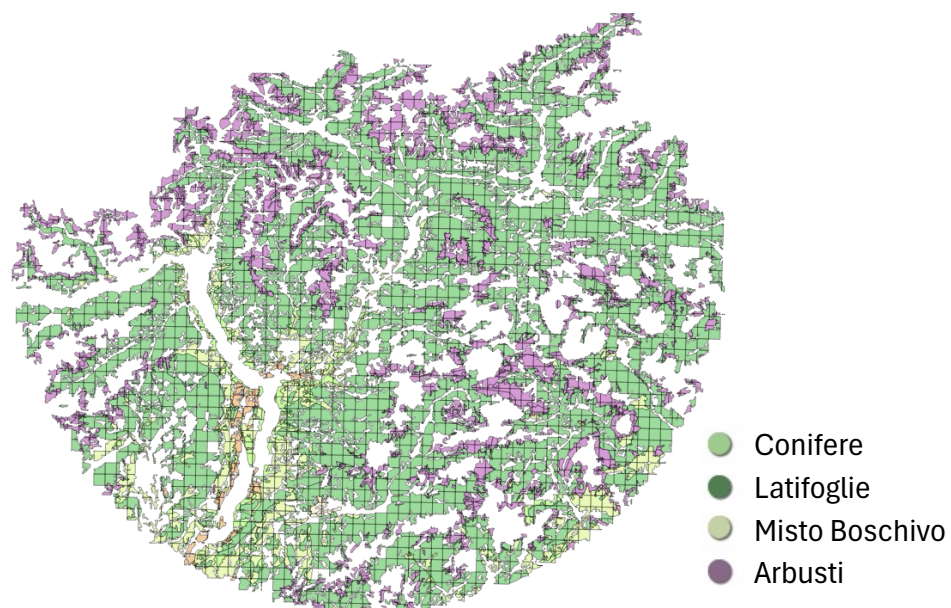


Figura 5. Rappresentazione grafica dell'area analizzata con Bioraise (Raggio di 80 km)

⁹ Tale dato sembra sovrastimato se confrontato con gli ettari di arbusti presenti in altre fonti abitualmente utilizzate a livello locale e nazionale. Si è tuttavia deciso di mantenerlo per non alterare gli esiti dell'applicazione dello strumento Bioraise, basato su CORINE Land Cover.

Tabella 4. Risultati dell'analisi effettuata con Bioraise con raggio di 80 km

Tipo di biomassa	Superficie potenziale di prelievo	Superficie disponibile al prelievo	Potenziale Biomassa secca	Energia Primaria
	ha	ha	t/a	GWh/a
Conifere	299.891	297.635	334.752	815
Latifoglie	10.628	10.570	9.359	20
Misto Boschivo	28.892	28.248	28.740	67
Arbusti ¹⁰	182.483	181.282	131.170	319
Totale	521.894	517.735	504.020	1.221
Totale all'esterno della Provincia di Bolzano	26.017	25.514	39.108	101

Per completare l'analisi relativa alla disponibilità di biomassa nei territori limitrofi extra-provinciali ed esterni ai confini italiani, inclusi nell'area di raggio 80 km, si è fatto ricorso al tool **PETA 4.3** [15]. Il corrispondente potenziale è stato stimato direttamente in termini di contenuto energetico come riassunto in Figura 6.

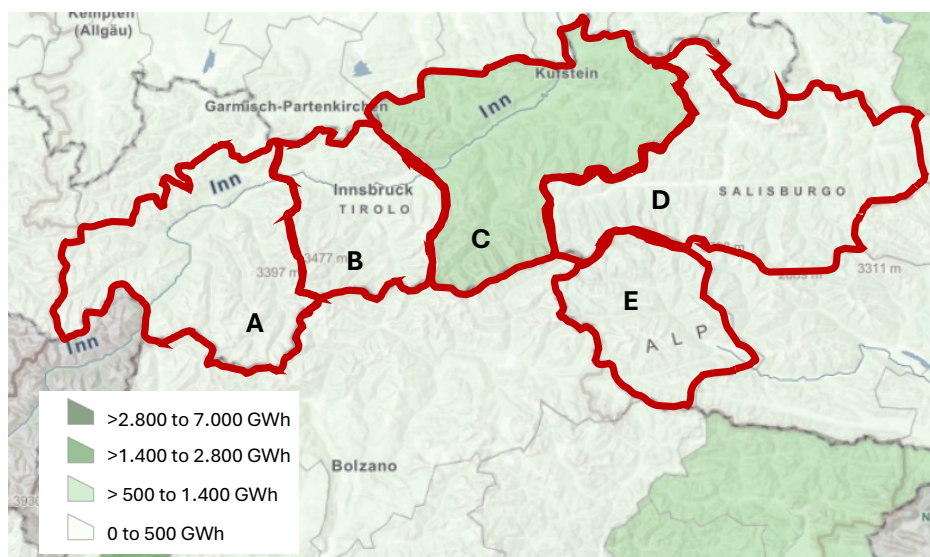


Figura 6. Rappresentazione grafica dei territori considerati e relativo potenziale energetico con il tool PETA 4.3

Lo strumento stima che nelle regioni transfrontaliere extra-italiane considerate, il potenziale energetico da residui forestali superi il migliaio di GWh/anno, offrendo opportunità aggiuntive, anche se soggette a vincoli logistici e normativi. I risultati disaggregati per ogni area considerata, sono riportati di seguito in Tabella 5.

¹⁰ Vedere nota precedente.

Tabella 5. Sintesi dei risultati ottenuti con il tool PETA 4.3 nelle aree evidenziate in Figura 6

Etichetta area	Estensione area analizzata	Potenziale Energetico Residui forestali
	km ²	GWh
A	3.338	147
B	2.099	147
C	3.969	464
D	4.374	417
E	2.014	106
Totale	15.794	1.281

3.2.3 Confronto tra fabbisogno di biomassa legnosa per uso energetico e potenziale disponibile

Si stima che attualmente la domanda complessiva di biomassa per scopi energetici a livello provinciale sia pari a circa **1,4 milioni di metri cubi di tondame all'anno**, suddivisa principalmente tra uso domestico, non domestico e teleriscaldamento (Tabella 6). È importante sottolineare che questa domanda non è soddisfatta esclusivamente con il legname prelevato direttamente dai boschi locali, ma si avvale anche di importazioni da altre regioni e dall'estero, oltre che di altre biomasse provinciali, come gli scarti delle attività di segheria e trasformazione del legno.

Tabella 6. Ripartizione del consumo di biomassa legnosa per scopi energetici¹¹ (dati 2020 con aggiornamento 2023 per il teleriscaldamento)

	Volume totale	Biomassa boschiva altoatesina	Biomassa dall'Alto Adige (escluso cippato boschivo)	Biomassa importata o da altre regioni
	m ³ tondame	m ³ tondame	m ³ tondame	m ³ tondame
Uso domestico	520.000	520.000	0	0
Uso non domestico	260.000	0	200.000	60.000
Teleriscaldamento	600.000	172.000	212.000	224.000
Totale	1.380.000	692.000	412.000	284.000
Teleriscaldamento (2023)	623.716	310.925	204.045	108.746
Totale (2023)	1.403.716	830.925	404.045	168.746

Nel dettaglio, l'uso domestico è soddisfatto interamente con legname proveniente dai boschi locali. L'uso non domestico, invece, si basa prevalentemente sulla biomassa di origine

¹¹ Il totale dell'uso non domestico non include il pellet, ≈ 63.000 t, che è quasi interamente importato.

altoatesina¹² (circa il 77%) e su un contributo minore di legname proveniente da fuori provincia (circa il 23%). Nel 2023, il fabbisogno complessivo del teleriscaldamento ha registrato un leggero aumento rispetto agli anni precedenti, con una crescente quota di biomassa locale che ha raggiunto circa il 50% del totale utilizzato nel settore. Complessivamente, considerando tutti gli usi, nel 2023 oltre la metà della domanda totale di biomassa (circa il 59%) è stata soddisfatta attraverso risorse provenienti dai boschi altoatesini.

L'andamento nel tempo dei volumi di biomassa (**in m³ di cippato**) utilizzati dagli impianti di teleriscaldamento è descritto nella Figura 7, in riferimento al periodo compreso tra il 2013 e il 2023. I dati riportati sono suddivisi in tre diverse tipologie di biomassa: il cippato boschivo proveniente dai boschi locali, la biomassa legnosa non cippata di provenienza locale e la biomassa importata dall'estero, che comprende cippato e pellet. A parte fluttuazioni statistiche dipendenti da fattori climatici, economici e di altro tipo, il consumo complessivo ha un andamento relativamente stabile, oscillando tra circa 1,35 e 1,60 milioni di metri cubi all'anno. Il valore massimo si è registrato nel 2022, con circa 1,59 milioni di metri cubi, mentre nel 2023 il consumo si è attestato intorno a 1,53 milioni di metri cubi.

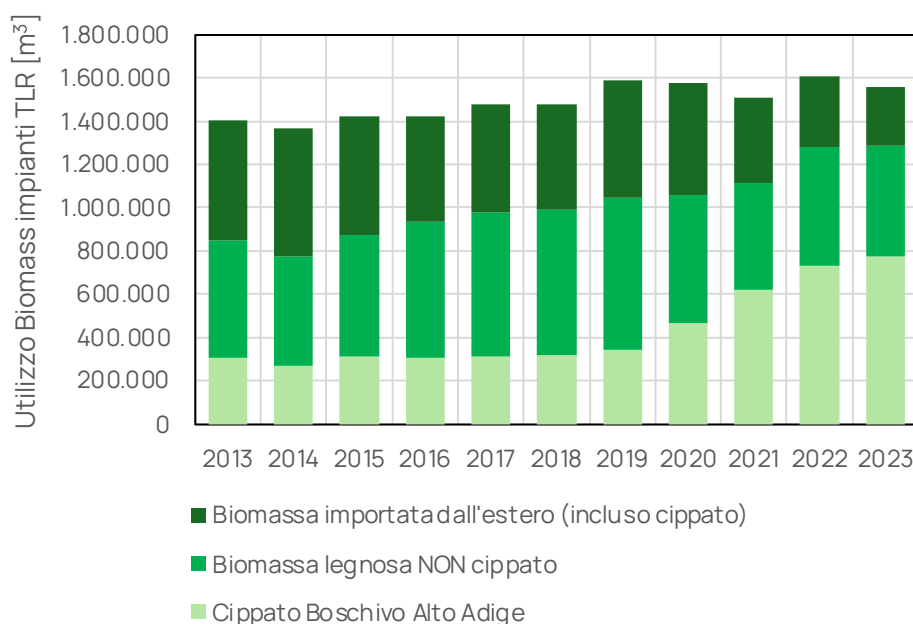


Figura 7. Evoluzione domanda di biomassa degli impianti di Teleriscaldamento nella Provincia di Bolzano

Un elemento particolarmente significativo è la crescita della quota di cippato proveniente dai boschi altoatesini: nel 2013 tale volume era di circa 300.000 metri cubi, pari a circa il 22% del totale consumato, mentre nel 2023 è aumentato fino a circa 780.000 metri cubi, raggiungendo così il 50% del consumo totale. Mediamente, nel periodo dal 2013 al 2022, la biomassa da cippato locale si è attestata attorno a circa 420.000 metri cubi all'anno.

Parallelamente, si nota una progressiva e significativa riduzione della biomassa importata dall'estero, passata dai circa 600.000 metri cubi del 2013 ai circa 250.000 metri cubi del 2023, con una diminuzione di circa il 60%. Tale andamento, aldilà dei recenti incrementi di disponibilità dovuti alla tempesta Vaia, agli schianti da neve e alla diffusione del bostrico,

¹² In generale, scarti di legname derivante dalla lavorazione del legno, compreso quello che proviene dai boschi altoatesini. Le informazioni disponibili su tali quantitativi sono al momento in corso di aggiornamento.

testimonia una crescente capacità della filiera locale di soddisfare in autonomia le proprie esigenze di approvvigionamento, riducendo così i costi logistici e le emissioni di CO₂ legate ai trasporti.

Per mettere a confronto diretto i risultati ottenuti dalle diverse fonti e metodologie di analisi, tutti i valori precedentemente stimati sono stati omogeneizzati e convertiti in metri cubi di legname tondo equivalente. Nella Tabella 7 si fornisce una sintesi complessiva della disponibilità di biomassa sulla base delle diverse fonti utilizzate per poterla confrontare con la domanda attuale del comparto energetico provinciale e quella che eventualmente si presenterebbe in futuro per decarbonizzare gli impianti con una quota di rinnovabili inferiore al 95%, come precedentemente descritto.

Riassumendo:

- i dati provinciali attestano un prelievo annuale pari a circa 810.000 metri cubi;
- dalle analisi effettuate con lo strumento Bioraise si evince una disponibilità di biomassa nella provincia di Bolzano pari a 1.151.211 metri cubi annui. Estendendo l'analisi a un raggio operativo di 80 km, che include anche territori limitrofi italiani, la disponibilità complessiva sale a 1.248.050 metri cubi annui, con un incremento di 96.840 metri cubi rispetto alla sola provincia;
- utilizzando il tool PETA 4.3 per analizzare le regioni transfrontaliere extra-italiane comprese nel raggio di 80 km, si stima un ulteriore potenziale disponibile quasi pari a quasi un milione di metri cubi di tondame equivalente. Tale valore rappresenta un'importante opportunità aggiuntiva, seppur soggetta a considerazioni logistiche e normative legate ai territori esterni ai confini italiani.

Tabella 7. Sintesi e confronto dei risultati ottenuti con i diversi strumenti utilizzati

Valore in m ³ tondo eq.	Territorio di riferimento	Fonti/note
809.880	Alto Adige	Attuale prelievo - Relazione agraria & forestale 2023 (40% di prelievo)
1.300.448 (+490.568)	Alto Adige	Stima disponibilità (con 65% di prelievo su accrescimento) - Relazione agraria & forestale 2023 Prov. BZ (INFC2015)
1.151.211	Alto Adige	Stima disponibilità- Bioraise
1.248.050 (+ 96.840)	Area con raggio 80 km	Stima disponibilità- Bioraise
961.212	Regioni limitrofe non italiane	Stima disponibilità - Peta 4.3

Nella Tabella 8 è riportato il calcolo del volume aggiuntivo necessario qualora tutti i 14 impianti venissero decarbonizzati con biomassa, sempre considerando un PCI pari a 3,3 kWh/kg, una densità paria circa 404 kg/m³ di tondame e un rendimento di conversione termica medio pari all'85%.

Tabella 8. Calcolo del volume di legname tondo necessario per decarbonizzazione 14 impianti

Impianto	Calore (MWh)	Energia primaria (MWh)	Legname tondo (m ³)
TLR Chiusa	3.896	4.584	3.439
TLR Naturno	3.099	3.646	2.736
TLR Terlano	598	704	528
TLR Sarentino	7.019	8.258	6.196
TLR Brunico	26.916	31.666	23.761
TLR Silandro	9.769	11.493	8.624
TLR Varna	3.646	4.289	3.219
TLR Brennero	444	522	392
TLR Bolzano	71.197	83.761	62.851
TLR Merano	103.521	121.789	91.386
TLR Bressanone	84.617	99.549	74.698
TLR Cardano	1.492	1.755	1.317
TLR Lajon	49	58	43
TLR Vipiteno	1.627	1.914	1.436
TOTALE	317.890	373.988	280.626

In sintesi, per sostituire la quota indicata di calore (al 95 % FER) servirebbero circa 281.000 m³ di legname tondo all'anno, equivalenti a circa 113.000 tonnellate di biomassa, ovvero 374 GWh di energia primaria.

Per soddisfare questa domanda di legna aggiuntiva, se tutti gli impianti fossero decarbonizzati con caldaie a biomassa, bisognerebbe portare il prelievo locale dal 40% al 55% circa, per un totale di 1.090.506 m³ di legno tondo¹³.

Considerando l'estremo superiore dell'intervallo di variazione del PCI riscontrato nei documenti consultati, ovvero 4,3 MWh/t, i m³ di legname tondo all'anno scenderebbero a 215.000, equivalenti a circa 87.000 tonnellate di biomassa. In questo caso il prelievo necessario dovrebbe essere incrementato dal 40% attuale al 51%.

L'interessante caso della Val di Fiemme è riportato nella sezione 5.1, da cui si evince che prelievi dell'ordine del 50-60% dell'accrescimento consentono comunque una gestione sostenibile delle foreste, la possibilità di sviluppare modelli concreti di economia circolare e di alimentare reti di teleriscaldamento locali (caso di Cavalese).

3.3 Calore ambiente

Le fonti di energia ambientale per alimentare pompe di calore sono aria, acqua e terreno, come di seguito riportato. In tutti i casi, bisogna fare riferimento a fonti che siano compatibili con sistemi di grande taglia e con temperature finali elevate, adatte ai sistemi di teleriscaldamento altoatesini.

Rispetto a tale tecnologia, in accordo con [25], attualmente in Europa le pompe di calore di grandi dimensioni integrate in reti DHC rappresentano una capacità installata di 2,5 GW termici, circa l'1% della capacità termica totale dei sistemi DHC. Tuttavia, nei prossimi anni si prevede un grande incremento di tale penetrazione, con un aumento della capacità installata

¹³ Un'alternativa potrebbe essere rappresentata dall'incremento dell'importazione del cippato da territori fuori provincia, ma tale ipotesi, come già anticipato, dovrebbe essere supportata da ulteriori valutazioni.

di almeno l'80% entro il 2030. In parallelo, dal 2021 in Europa lo sviluppo di pompe di calore ad alta temperatura (con temperature fino a 120 °C) sta subendo un importante incremento. Segue una rapida trattazione delle fonti di calore ambiente.

- **Aria**

- Pro: Facilmente accessibile, non richiede perforazioni o interventi invasivi. È adatta per installazioni rapide e meno costose.
- Contro: L'efficienza diminuisce con l'abbassamento delle temperature esterne. Durante i mesi invernali rigidi, non si possono avere buone prestazioni. Potrebbe essere considerato come un sistema integrativo alimentato con elettricità rinnovabile. Bisogna inoltre prestare ancora più attenzione perché, a causa della temperatura dell'aria, in inverno spesso inferiore allo 0°C, vi possono essere accumuli di ghiaccio e malfunzionamenti.

- **Acqua**

- Pro: Ha un'elevata capacità termica, che consente prestazioni più uniformi durante tutto l'anno. Le applicazioni sono più efficienti se si dispone di una falda acquifera o di un corpo idrico nelle vicinanze.
- Contro: Richiede la presenza di fonti d'acqua vicine e può necessitare di autorizzazioni specifiche per l'uso. Inoltre, l'installazione e la manutenzione possono essere più complesse e costose.

- **Terreno**

- Pro: Fonte di energia stabile e programmabile, con temperature ancor meno influenzate dalle variazioni stagionali. Le pompe di calore geotermiche consentono quindi prestazioni migliori e più uniformi.
- Contro: nei sistemi a media e grande profondità, occorrono perforazioni per l'installazione di sonde geotermiche, con costi iniziali elevati. L'installazione è invasiva e può richiedere autorizzazioni specifiche.

3.3.1 Geotermia

Sulla base dei dati consultati, a parte il calore geotermico a bassa temperatura, l'Alto Adige non sembra essere una zona particolarmente ricca a livello geotermico. Infatti, analizzando i dati dell'Atlante RSE [18], si rileva un potenziale complessivo come calore ad alta temperatura¹⁴ pari a circa 7 GWh/anno, con una media di 62 MWh/anno a comune. Alcuni comuni presentano una disponibilità superiore ai 100 MWh/anno (Tabella 9); ciò potrebbe essere un indicatore di condizioni del terreno più favorevoli, anche per gli usi a bassa temperatura.

¹⁴ Analisi con risoluzione comunale delle aree del territorio nazionale con temperatura maggiore o uguale a 120°C entro i 3000 m di profondità.

Tabella 9. Stima del calore geotermico disponibile ad alta temperatura (fonte: Atlante RSE)

Comune	Calore geotermico disponibile (MWh/a)	Comune	Calore geotermico disponibile (MWh/a)
Brennero	114	Renon	110
Campo Tures	163	Sarentino	299
Castelrotto	121	Selva dei Molini	101
Curon Venosta	205	Senales	207
Dobbiaco	127	Silandro	115
Lasa	111	Stelvio	145
Malles Venosta	247	Ultimo	209
Marebbe	161	Val di Vizze	138
Martello	142	Valle Aurina	192
Moso in Passiria	191	Valle di Casies	106
Nova Ponente	115	Vandoies	109
Racines	207		

Tali dati sono confermati anche dalla seguente mappa della conducibilità termica del terreno ricavata, per la provincia di Bolzano da HOTMAPS [19] (Figura 8). L'attendibilità e l'utilizzo di tali informazioni andrebbe però verificato a causa del fatto che non si riesce a evincere la profondità di riferimento e che il database si fonda su stime da verificare localmente.

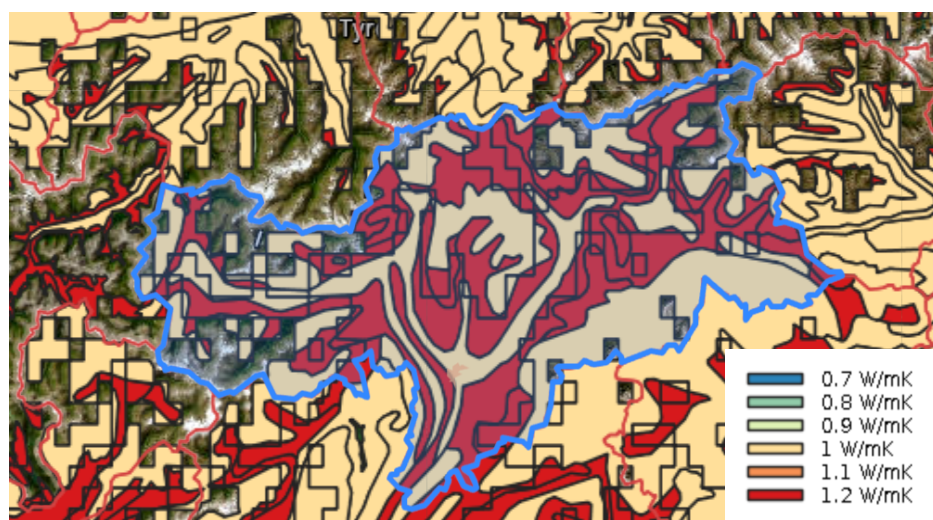


Figura 8. Conducibilità media del terreno (fonte: [19])

Analoghe informazioni sono reperibili dal dataset di Thermomap [20], disponibile al link <https://www.thermomap.eu>, da cui si evince una considerevole porzione del territorio definita a “uso limitato” del calore geotermico (Figura 9).

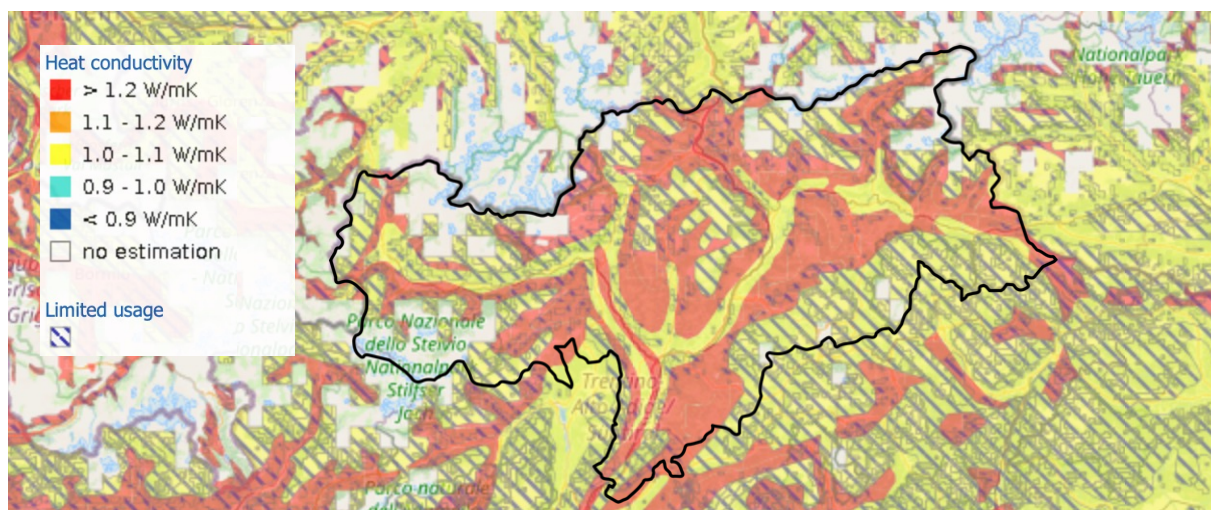


Figura 9. Caratteristiche del terreno ai fini geotermici, intervalli di conducibilità termica del terreno (fonte: Thermomap)

Il documento provinciale sui valori di conducibilità termica [26] riporta dei valori superiori rispetto a quelli delle due precedenti figure, seppur riferiti a particolari tipologie di sottosuolo, corredati anche dalla possibile capacità di prelievo per sonde geotermiche in impianti con potenza termica fino a 30 kW.

Interessanti spunti si trovano anche nel documento [27] riferito al progetto GEO4CIVHIC [28], principalmente riferito ai differenti livelli di perforabilità del terreno per scopi termici.

In definitiva, i sistemi geotermici sono caratterizzati da alti investimenti iniziali e spesso da complicate questioni autorizzative. Tali condizioni, unite al fatto che la disponibilità di dati sul sottosuolo è spesso limitata e la loro acquisizione è costosa e richiede tempo, rende lo sfruttamento della geotermia poco competitivo per le reti di teleriscaldamento, tranne nelle regioni in cui il flusso di calore naturale è sufficientemente alto da rendere accessibili alte temperature dei fluidi a basse profondità. Tuttavia, tale tecnologia è in continua evoluzione e diffusione; al momento in Europa sono in esercizio circa 200-300 sistemi di teleriscaldamento alimentati con la geotermia, per un totale di circa 2,2 GW installati [25].

3.3.2 Corpi idrici, laghi e acque sotterranee

Sulla base dei dati analizzati, al momento in Alto Adige non vi sono impianti di teleriscaldamento che sfruttino direttamente fiumi, laghi o falde come fonte di calore, anche a causa della tutela delle acque sotterranee potabili.

Tuttavia, la provincia di Bolzano è attraversata da importanti fiumi (Adige, Isarco, Rienza) e da numerosi torrenti e presenta alcuni laghi naturali o artificiali (lago di Caldaro, bacini idroelettrici di Vernago, Neves, etc.).

Inoltre, quasi tutte le centrali idroelettriche altoatesine rilasciano acqua a valle che, in uscita dalle turbine, potrebbe fornire calore residuale sfruttabile con scambiatori (anche se a temperatura solo lievemente superiore a quella ambientale).

Infine, il livello della falda freatica nelle vallate (come la conca di Bolzano e l'Oltradige¹⁵) è spesso elevato, infatti nel capoluogo si registrano innalzamenti della falda che stanno creando problemi di infiltrazioni [29]. Questa abbondanza d'acqua sotterranea potrebbe teoricamente

¹⁵ Territorio dell'Alto Adige ad ovest dell'Adige e a sud-ovest di Bolzano; zona collinare, a 200–500 m di altitudine, lungo le pendici della Costiera della Mendola.

essere sfruttata con pozzi filtranti per alimentare pompe di calore centralizzate, a patto di rispettare rigorosi criteri ambientali.

Recentemente, sono stati svolti studi di fattibilità come quello per l'utilizzo del fiume Isarco come sorgente termica. Tale fiume, caratterizzato da temperature piuttosto basse e costanti per tutto l'anno, potrebbe permettere di raffrescare gli ambienti in *free cooling* e rappresentare una sorgente di calore per pompe di calore acqua-acqua con buone prestazioni nella stagione invernale. Gli studi in corso su questo tema sottolineano l'interesse nello sfruttare i corsi d'acqua altoatesini per usi termici, sebbene si tratti finora di proposte sperimentali su scala di singolo impianto [30].

3.4 Solare termico

A fine del 2023, a livello mondiale erano in funzione 336 impianti solari di grandi dimensioni in sistemi di teleriscaldamento (con potenze termiche superiori a 350 kW e superfici di captazione maggiori di 500 m²), corrispondenti a una capacità installata di 1.908 MW termici (circa 2,73 milioni di m²). La Danimarca è leader in questo segmento di mercato, con il maggior numero di impianti e la maggiore superficie installata. Oltre alla Danimarca (124 impianti) e alla Cina (72 impianti), diversi altri paesi stanno mostrando un crescente interesse per questa tipologia di impianto, sottolineando come il teleriscaldamento solare possa rappresentare un'opportunità interessante per decarbonizzare il settore [25].

L'integrazione di sistemi solari termici nel teleriscaldamento richiede un'attenta valutazione della disponibilità superfici per l'installazione, la verifica della compatibilità con gli impianti esistenti e le normative locali. Inoltre, è importante considerare la variabilità dell'energia solare nell'arco del giorno e dell'anno e la necessità di sistemi di accumulo termico, anche a livello stagionale.

Le stime del potenziale teorico sono state condotte considerando il Geobrowser della Provincia di Bolzano [21], che riporta un valore di radiazione annua su piano orizzontale $G=1296$ kWh/m², e assumendo un rendimento termico medio annuale dei pannelli solari pari al 60%. Tali stime sono state estese dapprima ai 14 comuni della provincia in cui sono localizzati i 14 impianti di teleriscaldamento con una quota di calore da decarbonizzare superiore al 95%, in linea con lo scenario di decarbonizzazione discusso nelle precedenti sezioni (Tabella 10). Tali impianti costituiscono il campione su cui vengono svolti gli approfondimenti descritti nelle sezioni successive del presente studio.

Si segnala che i risultati ottenuti con tale stima sono conservativi perché, se i dispositivi di captazione fossero posizionati con orientamento e inclinazione ottimizzati rispetto alla produzione invernale, si otterrebbe una resa superiore, ovvero sarebbe necessaria una superficie complessiva minore a parità di calore prodotto.

Per comprendere meglio i dati riportati, le superfici sono state rapportate alle dimensioni di un campo da calcio (circa 7.000 m²). Da ciò si evince che le aree di captazione solare necessarie sono dell'ordine di grandezza di un campo da calcio per tutti i sistemi indicati eccetto Brunico-Gais-Perca e, soprattutto, Bolzano, Bressanone e Merano.

Questo significa che l'integrazione della fonte solare termica potrebbe essere sottoposta a ulteriori verifiche di fattibilità tecnico-economica negli altri dieci casi, prevedendo però delle analisi accurate per i sistemi di stoccaggio stagionale. A questo proposito, vedasi l'interessante caso di Alberta (Canada), riportato nella sezione 5.4.

Tabella 10. Stima del calore da decarbonizzare e delle rispettive superfici necessarie nel caso in cui si utilizzasse solo il solare termico come fonte alternativa

Impianto	Calore prodotto da decarbonizzare	Area necessaria solare termico
	MWh/a	m ²
TLR Chiusa	3.896	5.010
TLR Naturno	3.099	3.985
TLR Terlano	598	769
TLR Sarentino	7.019	9.027
TLR Brunico-Gais-Perca	26.916	34.614
TLR Silandro	9.769	12.563
TLR Varna	3.646	4.689
TLR Brennero	444	572
TLR Bolzano	71.197	91.559
TLR Merano	103.521	133.129
TLR Bressanone	84.617	108.818
TLR Cardano	1.492	1.919
TLR Lajon	49	63
TLR Vipiteno-Prati-Casateia	1.627	2.093
Totale	317.890	408.810

3.5 Calore di Scarto

Il calore di scarto rappresenta un'interessante fonte per la decarbonizzazione dei sistemi di teleriscaldamento esistenti e futuri. Tale tema è stato approfondito attraverso lo Studio sullo sfruttamento del calore di scarto in Alto Adige [22], elaborato da Eurac Research, cui si rimanda per ulteriori approfondimenti, anche su aspetti applicativi, casi studio e riferimenti.

Attraverso tale studio è stata realizzata la mappatura del calore di scarto sul territorio provinciale, distinguendo tra calore di scarto derivante da attività industriali e da attività urbane/commerciali. L'analisi del potenziale in ambito industriale è stata principalmente basata su dati statistici e studi danesi, mentre l'analisi del potenziale in ambito urbano si è focalizzata su alcune attività specifiche (supermercati, centri commerciali, stadi del ghiaccio, ospedali), basandosi su dati di letteratura ecc. Le possibili fonti di calore di scarto sono state anche corredate dai rispettivi livelli di temperatura, distinguendo tra sorgenti direttamente impiegabili a fini di riscaldamento e sorgenti recuperabili solo tramite pompe di calore. I risultati sintetici sono stati poi rappresentati per i principali comuni del territorio.

Per i tre settori industriali più rappresentativi (industria del legno, settore della lavorazione della carne e industria lattiero-casearia) sono state esplicitate le quantità di cascami termici. La mappatura ha infine permesso di stimare i potenziali complessivi di calore di scarto presenti sul territorio provinciale, distinti tra industriali, urbano/commerciali.

Riassumendo i risultati conseguiti, nel caso in cui tutto il calore di scarto mappato fosse recuperato, si potrebbero ottenere 821 GWh/anno di calore (192 GWh/anno con temperatura sufficiente per un recupero diretto, 629 GWh/anno con recupero tramite pompa di calore). Tuttavia, a causa del disallineamento temporale tra disponibilità di calore di scarto e domanda termica, nel medesimo studio si suggerisce di considerare solo il 30% di tale calore,

corrispondente a 274 GWh/anno di calore (64 GWh/anno con temperatura sufficiente per un recupero diretto, 210 GWh/anno con recupero tramite pompa di calore).

La mappatura del calore di scarto in corrispondenza dei principali comuni della provincia ha consentito anche di verificare la disponibilità di tale risorsa in prossimità degli impianti di teleriscaldamento con i maggiori valori di calore da decarbonizzare. Per le zone di Bolzano, Brunico e Silandro, il calore di scarto totale **potenzialmente** disponibile è superiore al calore attualmente prodotto mediante fonti non rinnovabili, mentre nei casi di Bressanone e Merano tale valore è pari al 23% e 33%, rispettivamente (Tabella 11). Nell'insieme, il calore di scarto totale potenzialmente disponibile corrisponde al 76% del calore attualmente prodotto mediante fonti non rinnovabili nei 14 casi selezionati.

Tabella 11. Confronto tra calore da decarbonizzare e disponibilità di calore di scarto per quattro casi specifici

Area	Calore da decarbonizzare nei rispettivi impianti di TLR - MWh/a	Calore di scarto potenzialmente disponibile - MWh/a¹⁶	Quota - %
Bolzano	71.197	117.294	165%
Bressanone	84.617	27.946	33%
Brunico	26.916	35.858	133%
Merano	103.521	23.456	23%
Silandro	9.769	20.740	212%
Totale/Media	225.294	296.020	76%

In definitiva, sulla base dello studio citato, il calore di scarto rappresenta sicuramente una fonte meritevole di ulteriori approfondimenti, da valutare caso per caso. Tuttavia, per alcuni motivi legati alla distanza rispetto alle reti esistenti e alla scarsa contemporaneità tra domanda e offerta termica, tale risorsa dovrà essere integrata con altre fonti locali. A tal proposito, vedasi l'interessante caso di Liebnitz riportato nella sezione 5.2, esempio di integrazione di biomassa e calore di scarto in sistemi di teleriscaldamento.

¹⁶ Valori ricavati dal recente studio Eurac Research [22].

4 Scenari di decarbonizzazione 95% per il teleriscaldamento altoatesino

La presente sezione costituisce il cuore dello studio e include le ipotesi preliminari, frutto dell'incrocio tra domanda termica e fonti localmente disponibili, per rendere più efficienti e ancor più rinnovabili gli impianti di teleriscaldamento altoatesini.

Come accennato, considerando il teleriscaldamento altoatesino nel suo insieme, il 74% del calore prodotto è basato su fonti **non** fossili, condizione operativa in linea con le indicazioni delle più recenti direttive europee anche su scenari di lungo periodo.

Inoltre, sempre a livello di settore, il teleriscaldamento usa una quota di fonti non fossili decisamente superiore rispetto a quella relativa all'insieme dei dispositivi individuali, pari a circa il 40-45%. Nonostante ciò, tra gli impianti di teleriscaldamento analizzati ve ne sono alcuni che utilizzano prevalentemente fonti fossili, su cui avviare prioritariamente dei processi di decarbonizzazione.

4.1 Stato di fatto, obiettivi e roadmap

Il calore prodotto complessivamente dagli impianti di teleriscaldamento altoatesini nell'ultimo anno rilevato (2023) è pari a 1408 GWh, di cui 663 GWh prodotto in impianti alimentati almeno per il 95% con fonti rinnovabili (circa 65 impianti di piccola taglia) e 745 GWh prodotto in impianti alimentati con meno del 95% di fonti rinnovabili (14 impianti di dimensioni maggiori). Questi ultimi, nel loro complesso, hanno una quota rinnovabile pari al 52% circa (circa 390 GWh/anno di calore prodotto sul totale di 745 GWh/anno). Focalizzandosi sui soli 14 impianti su cui è necessario implementare un percorso di decarbonizzazione, passare dal 52% al 95% di quota rinnovabile sul calore prodotto, significherebbe produrre circa **318 GWh/anno** di calore attualmente prodotto con fonti fossili mediante fonti rinnovabili e calore di scarto. In realtà, considerando tutti gli impianti nel loro complesso e non solo i 14 da decarbonizzare, tale valore scenderebbe a circa **290 GWh/anno**, come già anticipato.

Le caratteristiche salienti di questi 14 impianti sono riportate nella Tabella 12, in cui sono stati omessi i dettagli relativi al calore prodotto mediante caldaie di integrazione alimentate a fonti fossili (pochi punti percentuali su base annua).

Per ottimizzare tali condizioni, vanno definite strategie per:

1. Ridurre la domanda termica degli edifici serviti dalle reti di teleriscaldamento;
2. Rendere gli impianti di teleriscaldamento più efficienti, riducendo di una certa quota il calore da immettere in rete a parità di domanda termica soddisfatta;
3. Sostituire gran parte della generazione termica alimentata con fonti fossili mediante sistemi in grado di sfruttare le rinnovabili termiche e il calore di scarto disponibili.

Seppur di fondamentale importanza, il primo punto non è oggetto del presente studio, dove la domanda termica viene assunta costante fino al 2030; pertanto, nelle prossime sezioni, si tratteranno i due punti successivi.

Rispetto al secondo punto, i dati analizzati attestano una scarsa densità di rete e, di pari passo, un valore di perdite di rete prossimo al 20%, in linea con le alte temperature di mandata e con i percorsi piuttosto tortuosi caratteristici dei contesti morfologici montani. Tali risultati suggeriscono la possibilità di implementare misure di efficientamento e densificazione delle

reti esistenti che potrebbero avere come risultato la possibilità di diminuire l'energia primaria complessiva necessaria a parità di calore venduto agli utenti, consentendo anche dei margini di risparmio in termini di costi di investimento evitati per l'installazione di nuovi sistemi di generazione sostitutivi.

Rispetto al terzo punto, nel definire scenari di evoluzione e rinnovamento degli impianti, dovrebbe essere considerata anche l'obsolescenza dei componenti esistenti, proponendo di sostituire prioritariamente quelli più vetusti¹⁷.

Si segnala che, su alcuni di questi impianti, sono già stati pianificati degli interventi e, per alcuni, già inoltrata la richiesta di contributo alla provincia.

¹⁷ Le future indagini sui sistemi di generazione esistenti consentiranno di costruire un quadro più preciso dell'età e dello stato di conservazione di tali dispositivi.

Tabella 12. Principali caratteristiche degli impianti di teleriscaldamento oggetto di approfondimento perché caratterizzati da quota di calore prodotto da fonte rinnovabile < 95%

Impianto	Lunghezza della rete	Perdite di rete	Calore prodotto	Calore venduto	Densità lineare (su calore venduto)	Calore prodotto da rinnovabili	Quota CHP fossile	Quota calore di scarto	Quota calore prodotto da rinnovabili	Quota di calore prodotto da decarbonizzare	Quota di calore prodotto da decarbonizzare (95% FER)
	km	%	MWh	MWh	kWh/m	MWh	%	%	%	%	MWh
TLR Chiusa	13,60	21%	16.582	12.939	951	11.857	26%	0%	72%	23%	3.896
TLR Naturno	1,00	18%	3.483	2.864	2.864	210	0%	0%	6%	89%	3.099
TLR Terlano	2,90	21%	3.462	2.727	940	2.691	18%	0%	78%	17%	598
TLR Sarentino	17,77	29%	15.380	10.609	597	7.592	0%	51%	49%	46%	7.019
TLR Brunico	142,50	17%	172.025	141.817	995	136.508	14%	0%	79%	16%	26.916
TLR Silandro	30,70	22%	34.086	26.444	861	22.613	21%	0%	66%	29%	9.769
TLR Varna	28,48	25%	51.592	18.734	658	45.366	7%	0%	88%	7%	3.646
TLR Brennero	1,40	10%	7.057	6.357	4.541	6.260	0%	0%	89%	6%	444
TLR Bolzano	56,84	14%	130.466	109.172	1.921	52.746	55%	0%	40%	55%	71.197
TLR Merano	57,85	10%	118.489	100.222	1.732	9.043	64%	0%	8%	87%	103.521
TLR Bressanone	117,89	18%	104.074	107.162	909	14.253	44%	0%	14%	81%	84.617
TLR Cardano	2,00	20%	1.571	1.259	630	0	0%	0%	0%	95%	1.492
TLR Lajon	7,10	25%	6.145	4.623	651	5.789	0%	0%	94%	1%	49
TLR Vipiteno	58,88	17%	80.597	60.714	1.031	74.940	0%	0%	93%	2%	1.627
Totale/Media	538,9	19%	745.009	605.643	1.124	389.868	36%	1%	52%	43%	317.890

4.2 Classificazione dei 14 impianti da decarbonizzare in funzione delle condizioni operative attuali

I 14 impianti considerati (Tabella 12) sono stati dapprima classificati in via preliminare in quattro gruppi basati sul quantitativo di calore prodotto da decarbonizzare:

- Gruppo 1: < 1 GWh/anno;
- Gruppo 2: 1-10 GWh/anno;
- Gruppo 3: 10-50 GWh/anno;
- Gruppo 4: > 50 GWh/anno.

Si nota che al **primo gruppo** appartengono tre impianti (Brennero, Lajon e Terlano); per questi casi non si prevedono interventi importanti, ma solo strategie di ottimizzazione della gestione che potrebbero consentire di ridurre l'uso dei generatori di emergenza basati su fonti fossili. Al **secondo gruppo** appartengono sette impianti; anche per questi casi si reputa di poter intervenire con l'ottimizzazione delle condizioni di esercizio, ma, a seconda del caso, lavorando anche sui sistemi di stoccaggio, e su un piccolo potenziamento dell'uso della biomassa locale a discapito delle fonti fossili. Tra questi compare anche l'impianto di Sarentino che, come anticipato, potrebbe essere escluso dal presente approfondimento perché già in grado di sfruttare calore di scarto locale. Per l'impianto di Brunico, l'unico del **terzo gruppo**, vanno probabilmente integrate anche altre misure legate alla possibilità di utilizzare calore di scarto e di installare pompe di calore alimentate con elettricità rinnovabile, in grado di sfruttare i possibili serbatoi termici ambientali disponibili. Gli impianti di Merano, Bressanone e Bolzano, appartenenti al **quarto gruppo**, rappresentano quasi i $\frac{3}{4}$ del totale del calore prodotto da decarbonizzare e necessitano pertanto di veri e propri piani di decarbonizzazione con interventi prioritari tali da consentire una drastica riduzione dell'uso delle fonti fossili, mettendo in atto tutte le opzioni fattibili per incrementare l'efficienza e l'integrazione delle fonti termiche localmente disponibili. In particolare, Merano e Bressanone sono i due casi più sfidanti a causa della scarsa disponibilità locale di calore di scarto (sezione 3.5).

Successivamente è stato incrociato il dato relativo alla percentuale di calore da decarbonizzare, dividendo i 14 impianti analizzati in due gruppi: quelli con quota da decarbonizzare inferiore al 60% e quelli con quota superiore al 60%. Tale valore è stato assunto come complemento alla quota rinnovabile degli usi termici nel loro complesso attualmente presente in Alto Adige (sezione 2).

Come risultato finale sono stati identificati tre cluster in funzione di tale quota e del quantitativo di calore prodotto da decarbonizzare; in questo caso, la soglia è stata posta a 10.000 MWh/anno, corrispondenti, grosso modo, a 15.000-20.000 metri cubi steri di cippato aggiuntivo all'anno¹⁸. Gli esiti sono riportati in Figura 10, dove è possibile identificare gli:

- Impianti nell'area contornata di verde (**cluster 1**): impianti non critici, è sufficiente ottimizzare le condizioni operative e procedere con un lieve incremento della biomassa utilizzata;
- Impianti nell'area contornata di rosso (**cluster 2**): impianti su cui intervenire prioritariamente, coinvolgendo direttamente gli operatori. Oltre ad agire con

¹⁸ Si riporta un intervallo di valori per tener conto di eventuali fluttuazioni di umidità, densità ecc.

un'ottimizzazione delle condizioni operative, servono strategie combinate, da valutare caso per caso;

- Altri impianti (**cluster 3**): impianti non particolarmente critici; in generale si può intervenire come per il cluster 1, a parte il caso di Bolzano per il quale, a causa della “massa critica” nel panorama provinciale, occorrono strategie simili a quelle del cluster 2.

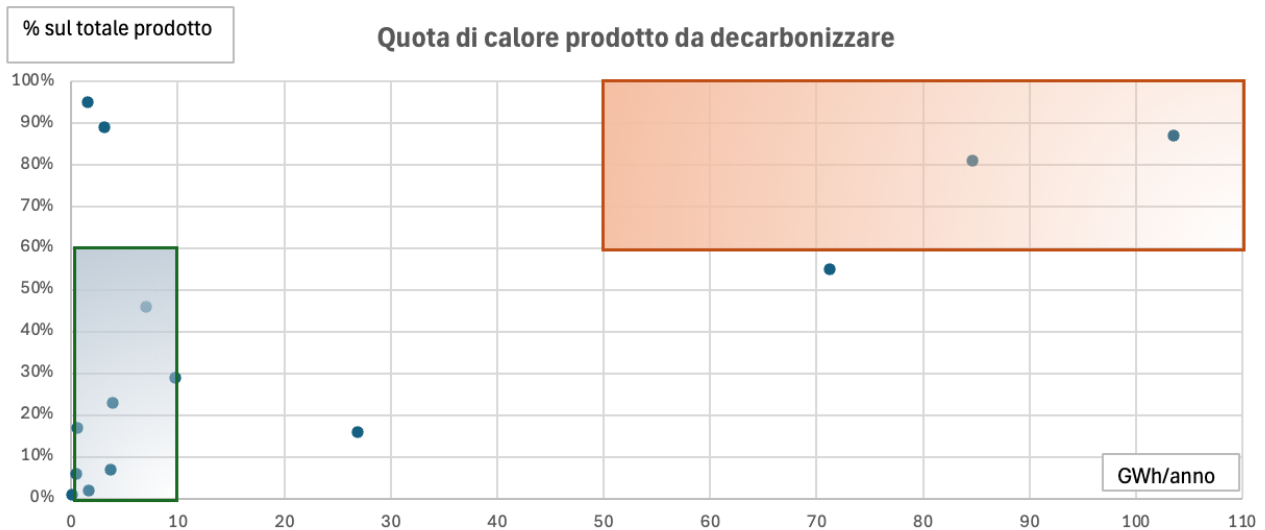


Figura 10. Clusterizzazione dei 14 impianti da sottoporre a decarbonizzazione

Infine, è stata fatta un'ulteriore classificazione dei 14 impianti in funzione del quantitativo di biomassa teoricamente necessario, senza variare nessun parametro operativo, per arrivare a una decarbonizzazione pari al 95% (Tabella 13). In tal caso, gli impianti sono stati nuovamente ripartiti in quattro gruppi:

1. Necessità di cippato aggiuntivo < 1000 m³/anno (verde)
2. Necessità di cippato aggiuntivo tra 1000 e 10.000 m³/anno (giallo)
3. Necessità di cippato aggiuntivo tra 10.000 e 50.000 m³/anno (arancione)
4. Necessità di cippato aggiuntivo > 50.000 m³/anno (rosso).

Anche in questo caso valgono considerazioni analoghe a quelle già descritte sopra; i casi più sfidanti sono rappresentati dagli impianti di Bressanone, Bolzano e Merano e, in seconda battuta, Brunico.

Dai valori totali della Tabella 13 si evince che, se la decarbonizzazione al 95% di tutti gli impianti considerati fosse basata solo sulla sostituzione di fonti fossili con biomassa, si avrebbe un incremento del consumo di biomassa legnosa pari a circa 113.000 t/anno, corrispondenti, sulla base dei dati acquisiti a circa 700.000 metri cubi di cippato.

Tabella 13. Elaborazioni per definire gli scenari di decarbonizzazione per i 14 casi oggetto dello studio. Stima del cippato necessario per arrivare al 95% del calore prodotto da rinnovabili (senza mettere in atto altre misure)

Impianto	Calore da decarbonizzare	% sul calore totale prodotto	Stima del fabbisogno cippato aggiuntivo (*)	Stima del fabbisogno cippato aggiuntivo
	MWh/a	%	t/a	m ³ /anno
TLR Chiusa	3.896	23%	1.389	8.574
TLR Naturno	3.099	89%	1.105	6.820
TLR Terlano	598	17%	213	1.316
TLR Sarentino (**)	7.019	46%	2.502	15.446
TLR Brunico-Gais-Perca	26.916	16%	9.596	59.233
TLR Silandro	9.769	29%	3.483	21.498
TLR Varna	3.646	7%	1.300	8.024
TLR Brennero	444	6%	158	977
TLR Bolzano	71.197	55%	25.382	156.680
TLR Merano	103.521	87%	36.906	227.814
TLR Bressanone	84.617	81%	30.166	186.213
TLR Cardano	1492	95%	532	3283
TLR Lajon	49	1%	17	108
TLR Vipiteno-Prati-Casateia	1.627	2%	580	3.580
TOTALE	317.890		113.330	699.566

(*) si assume un rendimento medio annuo di generazione termica pari all'85% per passare dal calore prodotto all'energia primaria necessaria come cippato

(**) tale caso potrebbe essere escluso dal presente approfondimento perché già in grado di sfruttare calore di scarto locale

4.3 Possibili misure di decarbonizzazione

Le considerazioni delle sezioni precedenti si evince la necessità di soluzioni coordinate in grado di mettere a sistema misure sia di efficientamento sia di integrazione di rinnovabili, calore di scarto e calore ambientale (mediante pompe di calore), con combinazioni da valutare localmente, caso per caso.

A livello generale, volendo fornire delle stime aggregate sul campione dei 14 impianti su cui si focalizza il presente studio, le strategie al 2030 potrebbero essere così orientate:

- **Riduzione del 25% del calore da produrre**, a parità di domanda termica soddisfatta, grazie a interventi di ottimizzazione delle condizioni operative correnti. Tale obiettivo può essere perseguito mediante una serie di misure combinate che includano: ottimizzazione della gestione e controllo, anche mediante la digitalizzazione, con conseguente attenuazione dei picchi di potenza nei periodi più freddi, soprattutto nelle prime ore del mattino [31]; inserimento o ampliamento dei sistemi di stoccaggio termico in centrale ed eventualmente lungo la rete o in corrispondenza delle

sottostazioni¹⁹. A tal proposito, recenti studi confermano che l'integrazione di sistemi di accumulo su larga scala, può contribuire alla riduzione dei costi complessivi del sistema e favorire una maggiore integrazione di fonti rinnovabili [32]. Si aggiungono inoltre strategie per la riduzione delle perdite di rete non solo grazie a una migliore coibentazione dei tubi (pratica fattibile a livello tecnico-economico in caso di eventuali sostituzioni per obsolescenza o guasto o per nuovi tratti di rete), ma anche grazie all'uso di calore in cascata, ove possibile, e all'abbassamento delle temperature di rete, soprattutto sulla linea di ritorno. Tale strategia è discussa in letteratura tecnica in relazione alla riduzione delle perdite e all'integrazione di fonti rinnovabili, in particolare nei contesti di evoluzione verso reti di quarta generazione [31]. Considerazioni analoghe emergono anche nel caso dei sistemi italiani e svizzeri esaminati da [33]. A queste strategie si può infine affiancare l'introduzione di sistemi per ottimizzare il calore prodotto dalla combustione della biomassa nei sistemi esistenti, valorizzando il calore della condensazione dei fumi con due modalità in cascata: recupero mediante scambio termico diretto e recupero ulteriore con l'inserimento di una pompa di calore. Tale misura è già in uso in alcuni degli impianti analizzati e ricorre anche negli interventi pianificati; un interessante caso applicativo (Klagenfurt, Austria) è inoltre riportato nella sezione 5.3;

- **Sostituzione del 50% della generazione termica fossile con generazione mediante fonti rinnovabili** localmente disponibili con particolare riferimento alla biomassa legnosa (40%) e al solare termico (10%). Ciò significherebbe avere a disposizione circa 45.000 t/anno di legna in più rispetto a quella attualmente utilizzata. Le elaborazioni riportate nella sezione 3.2 dimostrano che tale scenario possa essere compatibile con la gestione dei boschi altoatesini a patto di incrementare il prelievo medio annuale fino al **46%**, a parità di tutte le altre condizioni al contorno (utilizzo, import, accrescimento ecc.). Per il solare termico (sezione 3.4), ciò corrisponderebbe, in totale, a circa 41.000 m² di dispositivi di captazione, superficie analoga a quella occupata da 6 campi da calcio, corredati però da opportuni sistemi di scambio termico e di stoccaggio, anche di carattere stagionale;
- **Sostituzione del 25% della generazione termica fossile con calore di scarto** ad alta temperatura e altra energia termica prodotta mediante pompe di calore alimentate con calore di scarto a bassa temperatura e/o calore ambientale. Tale opzione (sezioni 3.3 e 3.5) potrebbe essere valutata, in particolare, per il caso di Bolzano, la cui area risulterebbe, sulla base dello studio condotto da Eurac Research [22], la più ricca di calore di scarto, e comporterebbe l'impiego di circa 20-30 GWh/anno di energia elettrica rinnovabile prodotto in Alto Adige.

I risultati, rappresentati in Figura 11 e Tabella 14, sono da considerarsi del tutto indicativi e **dovranno essere sostenuti da valutazioni puntali, da effettuarsi caso per caso**. Inoltre, qualora le percentuali indicate sopra risultassero troppo sfidanti, si potrebbe intervenire in altro modo, ad esempio verificando possibili sinergie ulteriori con impianti di trattamento

¹⁹ Si potrebbe anche valutare il ruolo dell'inerzia degli edifici in tale ottica.

termico dei rifiuti, di trattamento delle acque reflue e di produzione di biogas e biometano. A tal proposito, vedasi l'interessante caso di Peschiera Borromeo riportato nella sezione 5.5.

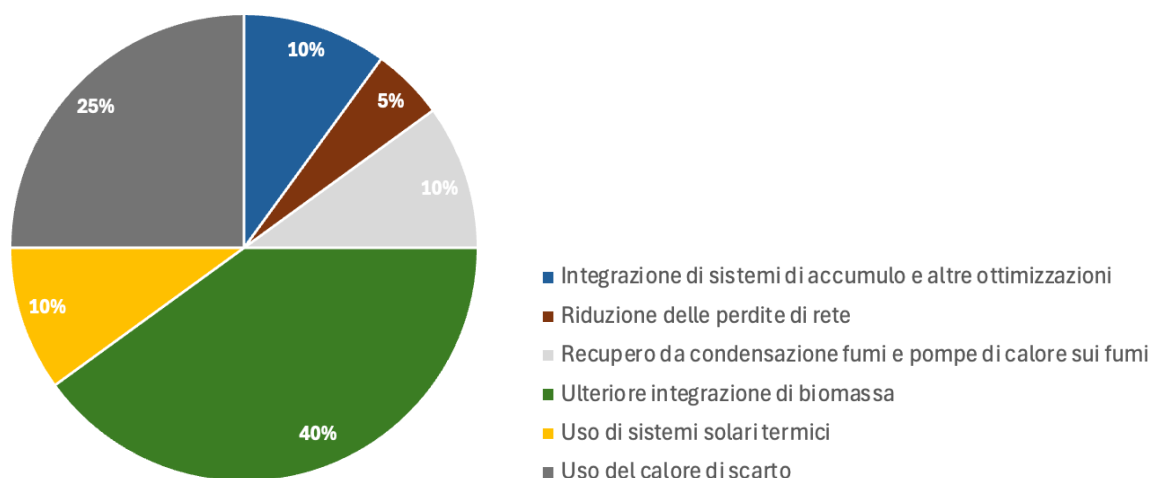


Figura 11. Ipotesi preliminare di misure di decarbonizzazione complessiva

Tabella 14. Risultati principali per la decarbonizzazione complessiva

Strategie	Obiettivi e risultati
Ottimizzazione complessiva	fino al 25% (non occorre installare sistemi di generazione termica basati su fonti non fossili)
Biomassa ulteriore e solare termico	fino al 50% Corrispondente a circa 75 MW di biomassa + 41.000 m ² di sistemi solari termici da installare
Calore di scarto e calore ambiente	fino al 25% Corrispondente a circa 80.000 MWh/a prodotti Prevede l'installazione di pompe di calore

Si segnala che alcuni degli interventi indicati sono già stati pianificati o in fase di realizzazione presso alcuni impianti come quelli di:

- Chiusa (ampliamento con nuova caldaia a biomassa e recupero di calore residuo sulla linea fumi);
- Terlano (ampliamento);
- Brunico (ampliamento con nuova centrale a biomassa con cogenerazione mediante ORC, recupero di calore dalla condensazione dei fumi, anche con installazione di una pompa di calore ad assorbimento);
- Silandro (ampliamento con recupero di calore residuo sulla linea fumi);
- Varna (caldaia a biomassa con cogenerazione mediante ORC, recupero di calore dalla condensazione dei fumi, anche con installazione di una pompa di calore ad assorbimento);
- Bressanone (nuovi sistemi di accumulo termico);
- Vipiteno (ampliamento con nuova caldaia a biomassa e sistemi di accumulo termico).

4.4 Principali impatti

Volendo tradurre le strategie indicate in obiettivi SMART (*specific, measurable, achievable, relevant, time-bound*), per valutare le misure ipotizzate, sono stati calcolati e definiti alcuni indicatori, descritti di seguito e finalizzati a valutare:

- la sostenibilità ambientale, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂, a una maggiore efficienza energetica, e all'incremento delle fonti rinnovabili;
- la fattibilità economica, con riferimento a investimenti complessivi, risparmi sui costi di gestione, aumento della competitività e della diversificazione, costi specifici dell'energia fossile e della CO₂ evitata;
- la conformità rispetto alla normativa, con particolare riferimento al quadro europeo e nazionale descritto nella sezione 1.1.

Potrebbero poi essere discussi altri aspetti legati all'innovazione tecnologica, dato che le misure previste includono l'integrazione di strumenti digitali, sistemi di controllo avanzati, utilizzo di componenti innovativi e alla responsabilità sociale, quantificando la soddisfazione del cliente, le occasioni di sviluppo economico locale, e la potenziale riduzione dei costi energetici.

Gli impatti della decarbonizzazione del teleriscaldamento altoatesino fino al 95% al 2030 sono descritti nelle seguenti sezioni valutando le ricadute economiche ed energetico-ambientali.

4.4.1 Stima delle ricadute economiche

Una stima approssimativa delle ricadute economiche della transizione dalle fonti fossili a quelle rinnovabili è stata valutata secondo i parametri riportati nella seguente tabella. In questa fase preliminare, **non sono stati considerati i costi di gestione** e altri parametri economico-finanziari di riferimento.

Ipotizzando un tempo di ritorno semplice dell'investimento complessivo pari a 15 anni, si avrebbe una **rata annuale pari a circa 10 milioni di €** (circa 7 milioni di € in caso di 20 anni; circa 6 milioni di € in caso di 25 anni).

Tabella 15. Principali parametri utilizzati per quantificare gli investimenti

	Unità di misura dei costi unitari	Riferimento	Costi unitari	Costi totali in M€	Stima dimensioni	Unità di misura	Note
Stoccaggio termico	€/m ³	AnnexTS5 [25]	1000	1,2	1200	m ³	stimati 4 accumuli da 300 m ³
Altri interventi di efficientamento	M€/MW		1	10,0	10	MW	ipotesi di recupero termico sulla linea fumi
Solare termico	€/m ²	AnnexTS5 [25]	500	20,4	40.881	m ²	estremo superiore dell'intervallo di costo per tener conto anche di

							sistemi di stoccaggio
Caldaie a biomassa	M€/MW	AnnexTS5 [25]	1	56,1	56MW		
Cogeneratori a biomassa	M€/MW	AnnexTS5 [25]	2	37,4	19MW		
Pompe di calore	M€/MW	Eurac Research [22]	1	19,9	20		stimate 4000 ore equivalenti per le pompe di calore
Costi investimento totali	M€			145,0			[34] stimate 2000 ore equivalenti per i sistemi a biomassa

Pur non essendo stati valutati i costi operativi, è stato stimato approssimativamente il risparmio economico derivante da:

- **Diminuzione dei costi grazie alla riduzione dell'uso del gas naturale, considerando due opzioni:**
 - 40 €/MWh (sfavorevole alla decarbonizzazione)
 - 100 €/MWh (favorevole alla decarbonizzazione);
- **Incremento dei costi legato all'aumento dell'uso di cippato, considerando due opzioni:**
 - 35 €/m³ (sfavorevole alla decarbonizzazione)
 - 20 €/m³ (favorevole alla decarbonizzazione);
- Assunzione di un costo trascurabile per la produzione del calore solare termico;
- Assunzione di un costo del calore fornito utilizzando fonti di calore di scarto e calore ambientale indicativamente pari a 50 €/MWh²⁰. Tale costo tiene conto del costo dell'elettricità per il funzionamento delle pompe di calore, considerato pari a 127.24 €/MWh (PUN medio anno 2023) [35];
- Ricavi della vendita dell'elettricità cogenerata costanti, in linea con l'ipotesi di incrementare la produzione di elettricità da cogenerazione da biomassa di una quantità pari al decremento della produzione di elettricità da cogenerazione fossile²¹.

Nelle valutazioni **non è stato considerato l'uso di gasolio** a causa dei consumi esigui e del progressivo abbandono di tale fonte fossile.

Fermo restando che le **fluttuazioni del mercato energetico sono difficilmente prevedibili** e principalmente connesse all'andamento del prezzo del gas naturale, a sua volta dipendente

²⁰ Valore in linea con i risultati relativi ad alcuni casi reali.

²¹ Tale ipotesi va ovviamente verificata mediante studi più approfonditi e calcoli sui singoli impianti. Si presume di eliminare prima le caldaie di integrazione a gas, soprattutto se ormai obsolete e, progressivamente, i cogeneratori a gas.

da fenomeni di crisi geo-politica e sanitaria di vario tipo e, per il cippato, anche da calamità naturali (e.g. tempesta Vaia) e altre condizioni al contorno, sono state fatte alcune ipotesi per indicando un intervallo di variazione possibile dei costi del cippato e del gas per i prossimi 5-10 anni. Per il **cippato**, i costi minimi e costi massimi sono stati assunti in riferimento al database dei sistemi di teleriscaldamento della Provincia di Bolzano (elaborando i costi effettivi dell'ultima decade). I dati disponibili sono stati elaborati (considerando tutti gli impianti) sulla base dei valori minimi, medi e massimi a partire dai quali sono state costruite delle curve di tendenza. Il risultato è riportato in Figura 12, dove 20 €/m³ è il valore di tendenza dei costi medi e 35 €/m³ è il valore massimo della tendenza dei costi massimi. Per il **gas naturale**, la scelta del costo di riferimento è molto più difficile data la variabilità del mercato di tale vettore. Si è deciso pertanto di assumere due valori desunti a partire dai dati riportati in [36], in riferimento agli ultimi cinque anni disponibili (Figura 13). In particolare, sono stati considerati un valore pari a 40 €/MWh come rappresentativo delle condizioni recenti in assenza di particolari condizioni di crisi e 100 €/MWh come rappresentativo delle condizioni medie in periodi di crisi.

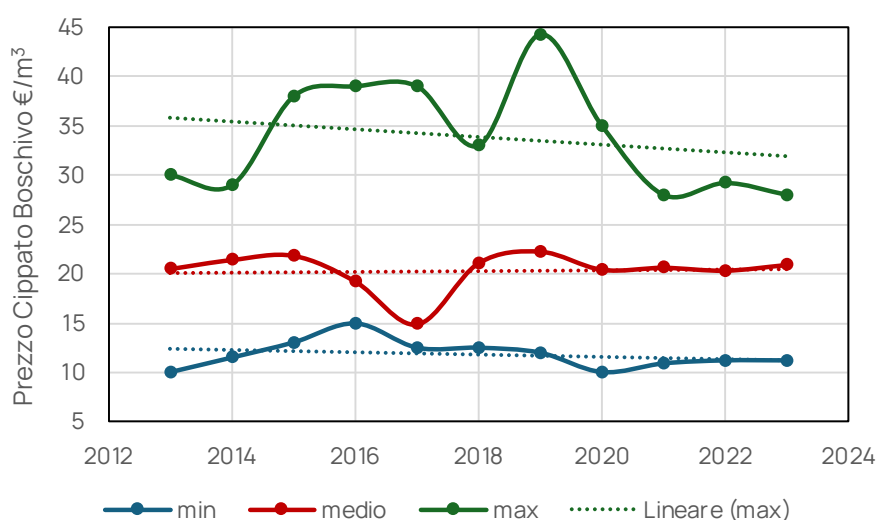


Figura 12. Andamento del prezzo del cippato boschivo. Dati reali estrapolati dal database della provincia di Bolzano

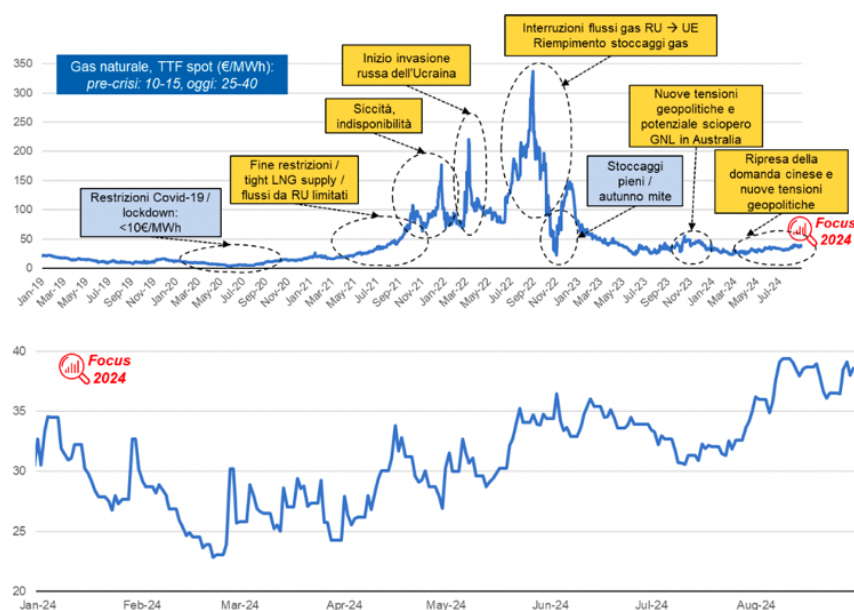


Figura 13. Evoluzione del prezzo gas da Gennaio 2019 ad Agosto 2024 (€/MWh) (Fonte: [36])

Di conseguenza, le due opzioni “vantaggiosa” o “svantaggiosa” per il mercato energetico sono stati definiti combinando:

- **costo minimo del cippato e costo massimo del gas naturale (opzione “vantaggiosa”** per un’ulteriore decarbonizzazione);
- **costo minimo del gas naturale costo massimo del cippato (opzione “svantaggiosa”** per un’ulteriore decarbonizzazione).

Si segnala che, sulla base dei parametri di densità e PCI assunti, **nell’opzione svantaggiosa il costo del cippato boschivo in €/MWh risulterebbe superiore a quello del gas naturale**, in contraddizione con le abituali condizioni operative degli impianti. Per lo stesso motivo, **per questa parte di elaborazioni estese a tutti gli impianti di teleriscaldamento altoatesini e non solo ai 14 selezionati**, è stato assunto un **PCI del cippato pari a 4,3 kWh/kg** (estremo superiore dell’intervallo 3,3-4,3 kWh/kg già indicato), mantenendo costanti la densità del legno tondo e il fattore di conversione da cippato a legno tondo. Ne consegue un costo del cippato pari a 30 €/MWh nello scenario vantaggioso e a 50 €/MWh (superiore al costo minimo del gas naturale) nello scenario svantaggioso.

Inoltre, si è deciso di affiancare allo scenario descritto nella sezione 4.3, dove la biomassa legnosa contribuirebbe a produrre il 40% del calore da decarbonizzare, un altro scenario “estremo”, in cui si prevede che tutta la quantità di calore da decarbonizzare per i 14 impianti oggetto dello studio sia completamente fornita mediante cippato locale.

I risultati basati sulle ipotesi appena descritte (**calore da cippato locale 40% e 100%, rispettivamente, per raggiungere l’obiettivo di calore prodotto decarbonizzato al 95% al 2030**) sono riportati nelle tre tabelle successive, da cui è possibile evincere che, in tre dei quattro casi riportati, si assisterebbe a un decremento dei costi di produzione del calore variabile approssimativamente tra 3 e 29 milioni di €/anno, a seconda del mix delle fonti utilizzate e delle possibili condizioni del mercato dell’energia. Inoltre, confrontando tali risparmi con la “rata” degli investimenti aggiuntivi pari a circa 10 milioni di €/anno, si evince

che gli scenari 2030 caratterizzati da condizioni vantaggiose del mercato energetico potrebbero rendere gli investimenti economicamente sostenibili (29 e 27 M€/anno > 10 M€/anno). In aggiunta, sempre sulla base delle assunzioni, gli scenari diversificati, che prevedono l'utilizzo di un mix di fonti rinnovabili e calore di scarto, risultano essere più convenienti di quelli che prevedono solo un incremento dell'uso della biomassa. L'unico caso in cui non si avrebbe risparmio nei costi operativi è quello corrispondente a condizioni di mercato particolarmente svantaggiose e utilizzo del cippato boschivo come unica fonte non fossile per arrivare al 95% del calore da fonte rinnovabile.

Infine, sulla base delle ipotesi formulate, le principali differenze nei risultati sono influenzate più dall'andamento del mercato energetico che dalla composizione del mix decarbonizzato locale (più spostato verso la combustione della biomassa o più spostato verso l'efficientamento e l'uso di pompe di calore). Pertanto, **le condizioni del mercato e gli altri parametri economico-finanziari dovranno essere ulteriormente investigate prima di definire possibili politiche di incentivazione.**

Tabella 16. Stima dei costi operativi principali (costo del combustibile) in riferimento alle condizioni dell'anno 2023 (situazione attuale) e alle due opzioni di costo del gas naturale e del cippato

	Scenario corrente (2023), opzione vantaggiosa			Scenario corrente (2023), opzione svantaggiosa		
	Costo €/MWh	Calore prodotto MWh/a	M€/a (*)	Costo €/MWh	Calore prodotto MWh/a	M€/a (*)
fossile (gas naturale)	100	361.000	42	40	361.000	17
altre rinnovabili (**)	25	88.000	3	25	88.000	3
biomassa	29	959.000	32	50	959.000	56
totale		1.408.000	77		1.408.000	76

Tabella 17. Stima dei costi operativi principali (costo del combustibile o vettore energetico) in riferimento alle potenziali condizioni dell'anno 2030 (decarbonizzazione almeno 95% del teleriscaldamento) e alle due opzioni di costo del gas naturale e del cippato

	Scenario futuro (2030) - ipotesi MIX rinnovabili e calore di scarto - opzione vantaggiosa			Scenario futuro (2030) - ipotesi MIX rinnovabili e calore di scarto - opzione svantaggiosa		
	Costo €/MWh	Calore prodotto MWh/a	M€/a (*)	Costo €/MWh	Calore prodotto MWh/a	M€/a (*)
fossile (gas naturale)	100	43.110	5	40	43.110	2
altre rinnovabili (**)	25	88.000	3	25	88.000	3
biomassa	29	959.000	32	50	959.000	54
solare	0	31.789	0	0	31.789	0
calore con pompe di calore (***)	50	79.473	4	50	79.473	4
biomassa aggiuntiva	29	127.156	4	50	127.156	8

efficientamento	0	79.473	0	0	79.473	0
totale		1.408.000	48		1.408.000	73
risparmio totale rispetto al caso corrente, M€/a			29			3

Tabella 18. Stima dei costi operativi principali (costo del combustibile o vettore energetico) in riferimento alle potenziali condizioni dell'anno 2030 (decarbonizzazione almeno 95% del teleriscaldamento) e alle due opzioni di costo del gas naturale e del cippato e ipotizzando solo un incremento dell'uso della biomassa legnosa

	caso futuro (2030) - ipotesi solo biomassa, condizioni vantaggiose			caso futuro (2030) - ipotesi solo biomassa, condizioni svantaggiose		
	Costo €/MWh	Calore prodotto MWh/a	M€/a (*)	Costo €/MWh	Calore prodotto MWh/a	M€/a (*)
fossile (gas naturale)	100	43.110	5	40	43.110	2
altre rinnovabili (**)	25	88.000	3	25	88.000	3
biomassa	29	959.000	32	50	959.000	57
biomassa aggiuntiva	29	317.890	10	50	317.890	19
totale		1.408.000	50		1.408.000	81
risparmio totale rispetto al caso corrente, M€/a			27			-4

(*) calcolato tenendo conto di un rendimento medio di generazione uniforme pari all'85% in caso di sistemi che prevedono trattamenti termo-chimici (combustione ecc.)

(**) costo unitario stimato e mediato su tutte le altre fonti rinnovabili o calore di scarto

(***) costo unitario stimato sulla base del PUN [35] per il consumo elettrico e in linea con l'intervallo del *livelized cost of heat* indicato in [22].

4.4.2 Stima delle ricadute energetico-ambientali

I benefici energetico-ambientali legati all'implementazione del percorso di decarbonizzazione descritto nelle sezioni precedenti possono essere descritti sulla base dei risparmi di energia primaria fossile e di emissioni climalteranti conseguiti e con altri indicatori di seguito descritti. Le elaborazioni sono state svolte sulla base di due ipotesi distinte:

- Calore prodotto a partire da fonti rinnovabili e calore di scarto considerato totalmente rinnovabile e a emissioni di CO₂ nulle²² (**caso A**);
- Calore prodotto a partire da fonti non fossili e calore di scarto con energia primaria fossile ed emissioni di CO₂ non nulli (**caso B**). Si tratta di un'ipotesi conservativa, che considera la biomassa rinnovabile all'80%²³, in accordo con il Decreto Requisiti Minimi del 2015 [37] e prevede l'uso di elettricità prelevata dalla rete elettrica nazionale per il funzionamento delle pompe di calore. I parametri assunti sono riportati in Tabella 19²⁴.

²² Si assume che l'elettricità utilizzata per le pompe di calore sia totalmente rinnovabile.

²³ Tale ipotesi è molto conservativa e non è conforme dall'opinione comune che ritiene la biomassa legnosa ricavata dalla manutenzione boschiva locale rinnovabile e neutrale sotto il profilo del ciclo del carbonio.

²⁴ Calore ambientale e calore da fonte solare sono considerati rinnovabili e a emissioni nulle in tutti i casi.

Tabella 19. Fattori di conversione e fattori di emissione (FE) di CO_{2-eq} per combustibili (energia primaria) e per elettricità

Vettore	f _{P_nren}	f _{P_ren}	gCO ₂ /kWh
Gas naturale (*)	1,05	0	210 [38], [39]
Gasolio (**)	1,07	0	283 [38], [39]
Biomassa solida	0,2	0,8	56 [34]
Elettricità da rete elettrica nazionale	1,95	0,47	260 [38]

(*) valori desunti da [38], [39] moltiplicati per i rispettivi f_{P_nren}

(**) tale vettore è trascurato nelle elaborazioni perché rappresenta solo circa 10 GWh del calore complessivamente prodotto negli impianti di teleriscaldamento altoatesini

La valutazione dei potenziali benefici energetico-ambientali dovuti alla decarbonizzazione dei 14 impianti è riportata in Tabella 21, da cui si rileva un possibile risparmio di circa 60.000-80.000 tCO₂/anno di emissioni climalteranti e di circa 300 – 400 GWh/anno di energia primaria fossile²⁵ (a seconda delle assunzioni).

Tabella 20. Risparmi potenzialmente conseguibili sulla base dei due scenari di decarbonizzazione e delle due ipotesi indicate

	Risparmio totale di emissioni in tCO ₂ /a		Risparmio totale di energia primaria fossile in GWh/a	
	CASO A	CASO B	CASO A	CASO B
Decarb. 95% (2030) con efficientamento e mix di rinnovabili e calore di scarto	78.538	64.465	393	311
Decarb. 95% (2030) con biomassa	78.538	60.586	393	318

A partire da tali risultati, sono stati stimati anche due indicatori sintetici che esprimono il rapporto tra la “rata” annua degli investimenti citata nella precedente sezione e i risparmi energetico-ambientali annuali, ottenendo un valore dell’ordine dei 15-30 €/MWh per la primaria fossile risparmiata e dell’ordine dei 120-160 €/tCO₂ per le emissioni evitate.

Un altro indicatore di sicuro interesse, anche sulla base dell’inquadramento riportato nella sezione 1.1, è il fattore di emissione (FE, rappresenta la quantità di inquinante emesso per unità di combustibile consumato) della CO₂ relativo agli scenari analizzati. Il FE complessivo in gCO₂/kWh (o kgCO₂/MWh) prodotto nel **sistema di teleriscaldamento altoatesino** è ricavato come media pesata in funzione del calore prodotto con alimentazione fossile e non fossile; i risultati ottenuti sono riassunti nella Tabella 21 da cui si evincono il totale rispetto²⁶ dei limiti previsti dalla Direttiva 2023/1791 [3] (Tabella 22) e gli evidenti benefici legati al processo di decarbonizzazione.

²⁵ Si assume un rendimento di generazione termica medio annuo pari a 85% e si trascurano gli ulteriori benefici della cogenerazione.

²⁶ Nonostante i FE della Direttiva siano riferiti al calore all’utente finale e non al calore prodotto.

Tabella 21: fattori di emissione del sistema di teleriscaldamento altoatesino

FE in gCO₂/kWh di calore immesso in rete	CASO A	CASO B
Scenario corrente (anno 2023)	63	105
Decarb. 95% (2030) con efficientamento e mix di rinnovabili e calore di scarto	8	60
Decarb. 95% (2030) con biomassa	8	62

Tabella 22 Limiti per i FE della CO₂ come da Direttiva 2023/1791/UE

	FE gCO₂eq/kWh (calore all'utente finale)
Fino al 2025	200
Dal 2026	150
Dal 2035	100
Dal 2045	50
Dal 2050	0

Si sottolinea che nel presente studio non sono stati considerati altri effetti connessi a:

- emissioni di macro e microinquinanti gassosi derivanti dalla combustione (polveri, NOx ecc.);
- modifica del paesaggio urbano e non urbano legato agli interventi proposti;
- promozione, sviluppo e consolidamento di economie locali;
- salute, sulla qualità della vita e sul senso di comunità della popolazione locale.

5 Buone pratiche relative a tecnologie adeguate al contesto altoatesino

Le elaborazioni descritte nelle precedenti sezioni richiamano l'esigenza di ulteriori approfondimenti, da svolgere caso per caso, in relazione ai 14 impianti analizzati più nel dettaglio. Tenendo conto della ricognizione delle fonti non fossili localmente disponibili e delle condizioni operative attuali di tali impianti, è possibile focalizzarsi sulle seguenti possibili misure tecniche innovative:

- gestione efficiente e sostenibile della filiera boschiva;
- efficientamento con particolare riferimento a uso di calore in cascata e progressivo abbassamento delle temperature, soprattutto di ritorno;
- efficientamento con recupero di calore dalla condensazione dei fumi di scarico della combustione;
- uso di calore ambientale e di scarto;
- integrazione di sistemi solari termici con opportuno stoccaggio.

Di seguito vengono riportati alcuni casi studio esemplificativi, con delle schede di riferimento, da cui è possibile desumere gli effetti di alcune delle misure sopra citate.

In particolare, le schede riguardano:

1. un esempio di gestione particolarmente sostenibile della filiera bosco-energia;
2. l'uso integrato di biomassa e calore di scarto, con sistemi raffinati di gestione e controllo;
3. l'uso particolarmente efficiente della biomassa grazie al recupero di calore dalla condensazione dei fumi di scarico della combustione;
4. l'integrazione di sistemi solari termici con stoccaggio termico;
5. le possibili sinergie tra le reti termiche e i sistemi di gestione delle acque reflue.

5.1 Gestione ottimale della filiera bosco-energia: il caso della Magnifica Comunità di Fiemme (IT)

FILIERA BOSCO-ENERGIA DELLA MAGNIFICA COMUNITÀ DI FIEMME

In Trentino, la Magnifica Comunità di Fiemme rappresenta un modello di gestione forestale sostenibile e di valorizzazione della filiera bosco-legno-energia. Viene proposta una gestione collettiva del patrimonio forestale, da cui si originano benefici ambientali, economici e sociali a livello locale. Anche in tale territorio, come in Alto Adige, la gestione forestale è certificata secondo gli standard internazionali FSC (*Forest Stewardship Council*) e PEFC (*Programme for the Endorsement of Forest Certification*). Tali standard garantiscono il rispetto dell'ambiente, la conservazione della biodiversità locale, la tutela del paesaggio, delle popolazioni e dei lavoratori locali, e la sostenibilità economica di lungo periodo. Ciò consente di rafforzare la fiducia dei cittadini e dei consumatori rispetto alla tutela del patrimonio anche per le future generazioni. Inoltre, le imprese locali possono vendere legname certificato, che ha maggiore valore sul mercato e accede a filiere *green* (bioedilizia, arredi ecologici, ecc.).



Vista della centrale termica di Cavalese con dettaglio della facciata e dei sistemi fotovoltaici.

Fonte: [40]

SOLUZIONI CHIAVE PER LA SOSTENIBILITA'

Il legname prelevato **in condizioni normali** corrisponde a circa il **50-60%** dell'accrescimento, su base annuale, ed è pianificato e tracciabile. Esso è utilizzato per produrre beni e per scopi energetici. Parte del legno di qualità inferiore (ramaglie, scarti) viene usato per produrre cippato o pellet. I ricavi del legname e dei prodotti forestali vengono reinvestiti nella valle. Le **attività economiche locali** comprese nella filiera possono essere così riassunte:

1. Taglio e lavorazione del legname
 - Imprese forestali locali eseguono abbattimento, esbosco e prima lavorazione.
 - Segherie artigianali e industrie del legno utilizzano il materiale di qualità.
2. Produzione di energia rinnovabile
 - Produzione di calore e di elettricità (cogenerazione) grazie all'uso del cippato locale, riducendo la dipendenza da fonti fossili e limitando il trasporto.

3. Artigianato e industria del legno

- Mobili, carpenteria, bioedilizia in legno locale.
- Liuteria (la foresta di Fiemme è famosa per l'abete di risonanza usato da Stradivari).
- Produzione di essenze e di altri prodotti cosmetici.

4. Turismo sostenibile e valorizzazione del paesaggio

- Attrazione dei boschi (ben gestiti) per locali e turisti.
- Percorsi educativi, musei forestali, eventi legati alla cultura del legno.

Produzione di essenze

La Magnifica Comunità di Fiemme è legata al progetto Magnifica Essenza, un'iniziativa nata nel 2019 per la produzione di oli essenziali. Gli aghi di conifere scartati dalle lavorazioni boschive vengono recuperati per estrarre oli essenziali puri, utilizzando il vapore residuo della centrale di teleriscaldamento di Cavalese, anche in questo caso promuovendo filiere corte ed economia circolare.

Nel dettaglio, si producono oli essenziali derivati da conifere locali come abete rosso, abete bianco, pino mugo e ginepro, noti per le loro proprietà balsamiche e antisettiche e altri prodotti per la cura personale, come saponi, creme e diffusori in legno, realizzati in collaborazione con laboratori di cosmesi naturale della valle.

Produzione di pellet

Dal 2016, **BioEnergia Fiemme S.p.A** produce anche pellet che viene commercializzato attraverso il proprio marchio FiemmePellet. Ciò consente di recuperare lo scarto del legno (segatura e cippato residui delle segherie e falegnamerie) di provenienza locale, che viene lavorato ed essiccato attraverso l'utilizzo del calore proveniente dalla rete di teleriscaldamento. Si ottiene un prodotto certificato En Plus A1 che viene venduto prevalentemente sul mercato locale in una logica di filiera corta ed economia circolare.

Uso energetico nel sistema di teleriscaldamento di Cavalese

Dal 1999, l'impianto di Cavalese gestito da **BioEnergia Fiemme S.p.A** produce calore distribuito tramite la rete di teleriscaldamento ed energia elettrica cogenerata ed è alimentato a con:

- cippato derivante da scarti della lavorazione del legname (corteccia, trucioli, sfridi),
- residui forestali (ramaglie, legno di scarto, piante non idonee per l'uso industriale),
- scarti di segheria direttamente conferiti da falegnamerie e impianti locali.

PRINCIPALI RISULTATI

- Maggiore indipendenza energetica e contenimento delle emissioni climalteranti.
- Economia circolare locale, con ricadute su occupazione e servizi.
- Tutela del territorio e prevenzione del dissesto idrogeologico.
- Identità culturale e coesione sociale attorno alla gestione del bene comune.

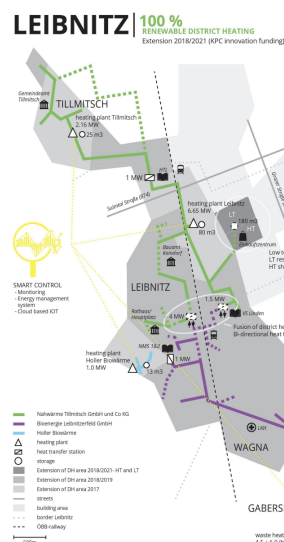
Le parti successive fanno riferimento al sistema di teleriscaldamento di Cavalese.

CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL SISTEMA DI TELERISCALDAMENTO DI CAVALESE	
Località/Comune/i servito/i o da servire dalla rete:	Cavalese, Val di Fiemme, Trentino
Numero di utenze allacciate/da allacciare:	circa 1000
Lunghezza del tracciato di rete in km:	circa 30 km
Temperature in rete, mandata e ritorno in °C:	circa 90°C – 60°C
Potenza nominale, rendimento e fonte energetica dei gruppi di unità produttive:	
2 Caldaie	P = 6.200 kW × 2 h = 90% circa Fonte: biomassa locale
2 Caldaie di back up	P = 2.500 kW × 2 h = 90% circa Fonte: gas naturale
Cogenerazione con ORC	P = 999 kW η-th = 42% circa h-el = 37% circa
Calore prodotto in MWh/anno:	circa 30.000
Elettricità prodotta in MWh/anno:	circa 7.000
Risultati/note/criticità	
- L'impianto consente di risparmiare ogni anno circa 40.000 MWh di energia fossile e 8.000 t di CO₂. - Sono allacciati edifici pubblici e privati, le tubazioni sono pre-isolate ed è presente un avanzato sistema di gestione e controllo, anche per individuare eventuali guasti. - Il sistema di trattamento dei fumi include multicicloni, depolveratori elettrostatici, scrubber. - I boschi appartengono alla comunità e sono gestiti dalla Magnifica Comunità di Fiemme. Il sistema di gestione collettiva del patrimonio forestale non è sempre replicabile, ma dipende dalle condizioni locali.	
Fonti [24], [25], [26], [40]	

5.2 Integrazione di biomassa e calore di scarto, digitalizzazione: il caso di Leibnitz (AT)

RETE DI TELERISCALDAMENTO DI LEIBNITZ

Il sistema di teleriscaldamento di Leibnitz (Austria), sviluppato nell'ambito del progetto ThermoFLEX, è costituito da tre reti (quelle di Tillmitsch, Leibnitz e Leibnitzerfeld) precedentemente separate, è stato selezionato in quanto esempio virtuoso di integrazione tra fonti rinnovabili e calore di scarto industriale. È inoltre esemplare per l'adozione di sistemi di controllo avanzati, che ne ottimizzano l'efficienza e la flessibilità operativa.



A sinistra, mappa delle reti di teleriscaldamento interconnesse. A destra, vista aerea di uno degli impianti del sistema di Leibnitz. Fonti: [42],[43]

SOLUZIONI TECNOLOGICHE CHIAVE PER LA DECARBONIZZAZIONE

- Stoccaggio

Quattro serbatoi di accumulo termico, con una capacità complessiva pari a 546 m³, permettono di gestire efficacemente i picchi di domanda e di ottimizzare il funzionamento degli impianti di generazione.

- Digitalizzazione

Controllo predittivo avanzato del funzionamento della rete e degli impianti di generazione, per migliorare l'efficienza operativa e la gestione dell'energia.

- Integrazione di diverse fonti

Impiego combinato di biomassa, gas naturale, biogas e calore di scarto per garantire flessibilità e sostenibilità nella generazione termica.

- Recupero di calore di scarto industriale sfruttando fino 8400 MWh/anno di energia.

PRINCIPALI RISULTATI

- Riduzione del 69 % dell'utilizzo delle caldaie di integrazione a gas naturale grazie al trasferimento di calore tra le reti interconnesse.
- Riduzione delle emissioni di CO₂ del 68 % passando da 6.500 a 2.100 tCO₂/anno.
- Riduzione del 71 % dell'utilizzo di energia primaria fossile.

CARATTERISTICHE PRINCIPALI	
Località/Comune/i servito/i o da servire dalla rete:	comuni di Tillmitsch, Leibnitz e Leibnitzerfeld in Austria
Numero di utenze allacciate/da allacciare:	463
Lunghezza del tracciato di rete in km:	30,8 km (2019)
Temperature in rete, mandata e ritorno in °C:	circa 90°C – 70 °C
Potenza nominale, rendimento e fonte energetica dei gruppi di unità produttive:	
2 Caldaie (Tillmitsch)	P = 800 kW × 2 η = 87% Fonte: biomassa
2 Caldaie (Leibnitz)	P = 3.200 + 2.400 MW η = 87% Fonte: biomassa
1 Caldaia (Leibnitzerfeld)	P = 6.000 kW η = 90 % circa Fonte: gas naturale
Recupero calore di scarto attraverso 4 scambiatori a fascio tubiero e mantello	P totale = 4.5 MW
Cogenerazione a biogas	P = 500 kW
Calore venduto in MWh/anno:	35000 (2019)
Accumuli termici e rispettive capacità in m3:	Tillmitsch: 25m ³ Leibnitz: 75 m ³ Leibnitzerfeld: 223 x 2 m ³ Tot: 546 m ³
Dati economico-finanziari	
Investimento per l'estensione della rete	2.1 milioni di €
Investimento per le misure di decarbonizzazione	8.6 milioni di €
Nota	
Capacità degli accumuli termici prevista: 1185 m ³	
Fonti [41], [42], [43], [44]	

5.3 Alta efficienza e recupero di calore dalla condensazione dei fumi: il caso di Klagenfurt (AT)

RETE DI TELERISCALDAMENTO DI KLAGENFURT

La rete di teleriscaldamento di Klagenfurt si estende per circa 165 km e serve utenze residenziali e commerciali. Essa è alimentata da quattro centrali: tre a biomassa con cogenerazione e una a gas naturale situata in centro città, utilizzata solo per coprire i picchi di domanda.

Grazie a sistemi innovativi e avanzati di recupero di calore (pompa di calore ad assorbimento ed economizzatore per il recupero diretto di calore dalla condensazione dei fumi) l'impianto raggiunge, nella stagione di riscaldamento, efficienze superiori al 90%.



Centrale di Teleriscaldamento a Klagenfurt Est (AT)

Fonte: [45]

SOLUZIONI TECNOLOGICHE CHIAVE PER LA DECARBONIZZAZIONE

- **Recupero di calore dalla condensazione dei fumi**

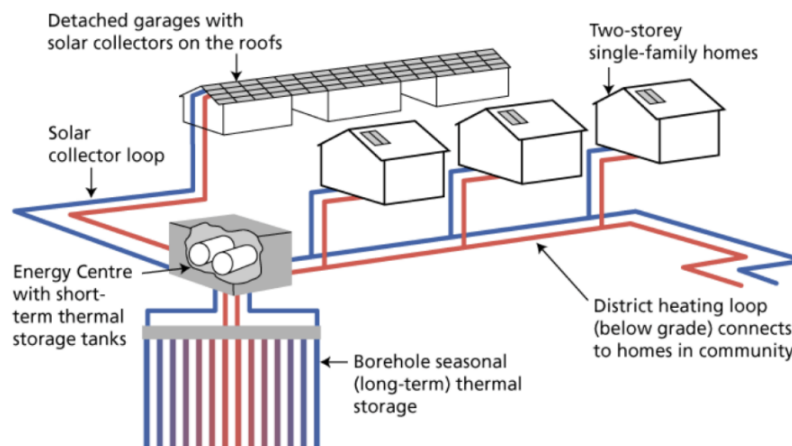
In una delle tre centrali dell'impianto di teleriscaldamento di Klagenfurt sono state installate due pompe di calore ad assorbimento con una capacità termica totale di 40 MW. Le pompe di calore utilizzano come sorgente fredda i fumi raffreddati (circa 45/35 °C) e come sorgente motrice il calore a 130/120 °C proveniente dal condensatore del ciclo cogenerativo a vapore. Il calore utile prodotto (circa 75 °C) viene impiegato per riscaldare la linea di ritorno della rete di teleriscaldamento, migliorando l'efficienza complessiva dell'impianto. Le macchine operano con un COP_h di circa 1,77. In parallelo alle pompe di calore ad assorbimento è stato installato anche un economizzatore che consente il recupero diretto del calore latente contenuto nei fumi attraverso la condensazione del vapore acqueo, contribuendo per circa 10 MW al preriscaldamento della linea di ritorno della rete di teleriscaldamento.

PRINCIPALI RISULTATI	
- Il 90% della domanda termica dell'impianto è soddisfatto da biomassa rinnovabile, con conseguente riduzione delle emissioni climateranti. - Grazie all'impiego di sistemi avanzati e innovativi di recupero di calore, nella stagione di riscaldamento l'impianto raggiunge un'efficienza complessiva superiore al 90%.	
CARATTERISTICHE PRINCIPALI	
Località/Comune/i servito/i o da servire dalla rete:	Klagenfurt, Austria
Numero di utenze allacciate/da allacciare:	circa 27.500
Lunghezza del tracciato di rete in km:	165 km (2023)
Temperature in rete, mandata e ritorno in °C:	120°C - 60°C
Potenza nominale, rendimento e fonte energetica dei gruppi di unità produttive:	
Cogeneratore (Klagenfurt-East)	Pt = 50 MW Pel = 10 MW Fonte: biomassa
Cogeneratore (Klagenfurt-South)	Pt = 16 MW Pel = 5 MW Fonte: biomassa
Cogeneratore (Klagenfurt-South)	Pt = 20 MW Pel = 5 MW Fonte: biomassa
Cogeneratore (Klagenfurt-Center)	Pt = 120 MW Pel = 34 MW Fonte: gas naturale
Pompa di calore ad assorbimento (2 unità)	P = 20 MW COP=1.77 Fonte: fumi di combustione (45/35 °C)
Economizzatore	P=10 MW Fonte: fumi di combustione
Calore venduto in MWh/anno:	450.000
Elettricità prodotta in MWh/anno:	140.000
Accumuli termici e rispettive capacità in m³:	Non previsti
Dati economico-finanziari	
Risparmio annuo stimato	1.000.000 € derivante dal recupero di 36.000 MWh/anno di calore dai fumi
Fonti [45],[46], [47], [48], [49]	

5.4 Solare termico con stoccaggio stagionale e giornaliero: il caso di Alberta (CA)

RETE DI TELERISCALDAMENTO DI ALBERTA (CA)

Il sistema di teleriscaldamento della comunità di Drake Landing, a Okotoks (Alberta, Canada), integra collettori solari con sistemi di accumulo termico sia stagionali che a breve termine, a copertura della quasi totalità del fabbisogno di riscaldamento degli edifici residenziali, ad eccezione dell'acqua calda sanitaria. Operativa dal 2007, la rete soddisfa circa il 90% del fabbisogno termico annuale, dimostrando la fattibilità tecnica dell'uso estensivo del solare termico anche in aree caratterizzate da basse temperature invernali.



Sistema di Teleriscaldamento ad Alberta, Canada

Fonte: [50]

SOLUZIONI TECNOLOGICHE CHIAVE PER LA DECARBONIZZAZIONE

- **Solare termico:** il sistema di generazione della rete di teleriscaldamento, alimentata principalmente da energia solare, è costituito da 798 collettori piani, disposti sui tetti delle abitazioni occupano una superficie di 2.293 m². Sono presenti delle caldaie a integrazione per aumentare la flessibilità operativa dell'impianto.
- **Stoccaggio:** il sistema è dotato di due accumuli a breve termine con una capacità totale pari a 240 m³ e da un accumulo stagionale sotterraneo costituito da 144 sonde geotermiche profonde 35 m.

CARATTERISTICHE PRINCIPALI	
Località/Comune/i servito/i o da servire dalla rete:	Alberta, Canada
Numero di utenze allacciate/da allacciare:	circa 52
Lunghezza del tracciato di rete in km:	1,6 km (2023)
Temperature in rete, mandata e ritorno in °C:	37-55 °C, 28-32°C
Potenza nominale, rendimento e fonte energetica dei gruppi di unità produttive	
Collettori solari	P = 1605 kW Fonte: solare termico
Caldaie (3 unità)	P = 933 kW η = 90 % circa Fonte: gas naturale
Calore prodotto (oppure previsione) in MWh/anno:	695
Accumuli termici e rispettive capacità in m ³ :	Accumulo a breve termine= 240 m ³ Accumulo stagionale = 144 sonde verticali da 35 m
Dati economico-finanziari (dati espressi in Dollari Canadesi – 1 \$ = 0,62 circa)	
Capitale iniziale investito	7.000.000 \$
Contributo pubblico (Governo federale)	2.000.000 \$
Contributo pubblico (<i>Federation of Canadian Municipalities</i>)	2.900.000 \$
Contributo pubblico (Governo di Alberta)	625.000 \$
Prezzo medio di vendita di ciascuna abitazione	380.000 \$
Costo del calore solare	0,12 \$/kWh
Costo medio mensile per il riscaldamento	60 \$/mese
Risultati/note/criticità	
- Più del 90% del fabbisogno termico annuo è fornito dalla fonte solare. - Sistema di quarta generazione (rete a bassa temperatura). - La rete fornisce solo riscaldamento e non acqua calda sanitaria. L'acqua calda sanitaria è fornita da sistemi solari termici domestici indipendenti dalla rete di teleriscaldamento. - Come evidenziato anche in [51], questo caso studio dimostra la fattibilità tecnica di sistemi di teleriscaldamento alimentati principalmente da fonte solare anche in località molto fredde (in questo caso circa 5.200 gradi giorno) e con temperature di dimensionamento molto inferiori a 0°C (in questo caso pari a -31 °C). - L'impianto di teleriscaldamento è entrato in esercizio nel 2007, ed era stato progettato per avere una vita utile di almeno 40 anni, a fronte di una vita utile dei collettori solari stimata di 20 anni. - La realizzazione dell'impianto è stata possibile grazie a ingenti contributi pubblici.	
Fonti [50], [51], [52], [53]	

5.5 Teleriscaldamento e impianti di trattamento delle acque reflue: il caso di virtuoso di CAP, Peschiera Borromeo (IT)

RETE DI TELERISCALDAMENTO CAP A PESCHIERA BORROMEO

Il caso studio di Peschiera Borromeo (Milano) mostra come la sinergia tra infrastrutture urbane possa contribuire alla decarbonizzazione dei sistemi di teleriscaldamento. Si crea un'interessante sinergia tra la gestione delle acque reflue e dell'energia. Il depuratore delle acque reflue presenta un reattore per la produzione di biogas. Il biogas prodotto alimenta dei cogeneratori che forniranno calore al sistema di teleriscaldamento, attualmente in fase di realizzazione. Il progetto prevede la realizzazione di un'estensione della rete esistente. Questo nuovo episodio sarà alimentato integralmente mediante fonti rinnovabili e sarà costituita da una rete di teleriscaldamento e una di teleraffrescamento, per un'estensione di 1,5 km e 0,7 km rispettivamente. Si prevede che il sistema possa entrare in esercizio nell'autunno 2025.



A sinistra l'impianto di depurazione di Peschiera Borromeo, a destra il tracciato di rete
 Fonti:[54], raccolta dati progetto Support DHC [1]

SOLUZIONI TECNOLOGICHE CHIAVE PER LA DECARBONIZZAZIONE

La generazione termica è basata su biogas prodotto a partire dai fanghi di depurazione dell'impianto di trattamento delle acque. Il biogas viene utilizzato sia nei cogeneratori che forniscono calore ed elettricità, sia nelle caldaie di integrazione per la gestione dei picchi di domanda. Inoltre, parte del calore della rete di teleriscaldamento verrà utilizzato da un gruppo frigorifero ad assorbimento per il raffrescamento estivo.

RISULTATI ATTESI

- Rete alimentata al 100% da biogas rinnovabile, senza ricorso a combustibili fossili né all'acquisto di energia dalla rete elettrica.
- Oltre 190 tonnellate di petrolio equivalente risparmiate su base annuale.
- Oltre 500 tonnellate di CO₂ evitate su base annuale.

CARATTERISTICHE PRINCIPALI

Località/Comune/i servito/i o da servire dalla rete:	Peschiera Borromeo, Milano
Numero di utenze allacciate/da allacciare:	5
Lunghezza del tracciato di rete in km:	1,8 km
Temperature in rete, mandata e ritorno in °C:	90°C - 60°C

Potenza nominale, rendimento e fonte energetica dei gruppi di unità produttive:	
Cogeneratore (1 unità)	Pel= 512 kW Pt = 530 kW $\eta = 41\%$ $\eta = 43\%$ Fonte: biogas
Cogeneratore (1 unità)	Pel = 526 kW Pt = 544 kWt $\eta = 40\%$ $\eta = 42\%$ Fonte: biogas
Caldaie (unità)	P = 2000 kWt $\eta = \text{circa } 90\%$ Fonte: biogas
Gruppo frigorifero ad assorbimento	335 kW $\eta = 73\%$ Fonte: biogas
Calore prodotto (previsione) in MWh/anno:	7.124
Calore venduto (previsione) in MWh/anno:	1.248
Elettricità prodotta (previsione) in MWh/anno:	7.702
Accumuli termici e rispettive capacità in m ³ :	Non previsti
Dati economico-finanziari	
Investimento complessivo per la realizzazione del progetto	3.000.000 €
Di cui incentivi PNRR	2.000.000 €
Fonti	
Raccolta dati Progetto Support DHC [1], [54], [55]	

6 Conclusioni

A valle dell'analisi descritta, è possibile commentare i risultati ottenuti e fornire delle indicazioni complessive sul teleriscaldamento in Alto Adige, caratterizzato dallo sviluppo di un nuovo modello di pianificazione energetica a scala di comunità.

La biomassa è stata messa al centro del sistema energetico del territorio considerato, comportando interessanti e positive sinergie con i rispettivi sistemi economici e sociali, oltre che un'importante occasione per l'incremento dell'uso delle fonti rinnovabili termiche. La predominanza di impianti di piccola taglia è un segnale di compatibilità con l'approccio della valorizzazione sostenibile delle risorse localmente presenti e del consolidamento del senso di comunità locale.

Seppur non analizzate nel dettaglio, la valutazione delle prestazioni energetiche e delle perdite lungo la rete di distribuzione lascia spazio a misure di ottimizzazione. L'evoluzione tecnologica potrebbe supportare meglio l'efficientamento delle reti di distribuzione e dei sistemi di accumulo, l'apertura verso nuovi paradigmi energetici capaci di integrare nel modo più efficace possibile tutte le risorse energetiche localmente disponibili e di proporre, eventualmente, nelle aree urbane, anche sistemi di tipo DHC (*district heating and cooling*) per far fronte a un'eventuale richiesta di climatizzazione estiva. In questo contesto assume particolare importanza la capacità di interagire con l'utenza, cercando di ottimizzare la gestione sul lato della domanda, con particolare riferimento al controllo dei profili di temperatura all'interno degli edifici (come dimostrato da numerosi progetti europei, tra cui SupportDHC [1]). Ciò potrebbe contribuire anche ad abbassare i picchi giornalieri di domanda termica, grazie alla possibilità di sfruttare la massa degli edifici e altri sistemi di accumulo termico.

I risultati presentati dimostrano come il teleriscaldamento basato su fonti rinnovabili possa rappresentare una soluzione concreta per la decarbonizzazione degli usi termici.

Aumentare la componente rinnovabile del calore immesso in rete fino al 95% implica da un lato ingenti investimenti iniziali (dell'ordine dei 150 M€) e dall'altro lato interessanti risparmi sui costi operativi (salvo particolari distorsioni di mercato), di emissioni climalteranti (circa 60.000 – 80.000 tCO₂/anno a seconda delle assunzioni) e di energia primaria fossile (circa 300 - 400 GWh/anno a seconda delle assunzioni). È preferibile che l'obiettivo del 95% al 2030 possa essere perseguito implementando dapprima un set di misure di densificazione ed efficientamento²⁷ e individuando un mix equilibrato dell'uso delle rinnovabili e del calore di scarto disponibile, onde evitare di aumentare eccessivamente la quota di prelievo di biomassa dai boschi altoatesini. Bisogna infatti tenere conto che gli ultimi anni sono stati caratterizzati da eventi eccezionali (tempesta Vaia, schianti da neve, diffusione del bostrico ecc.) che hanno portato ad una disponibilità anomala di biomassa a buon prezzo. In condizioni di gestione normale, prevedere di sostituire le fonti fossili solo con cippato locale per raggiungere il 95% di calore prodotto comporterebbe, **a parità di condizioni al contorno** (e.g. non considerando di incrementare gli acquisti di cippato da territori extraprovinciali), un incremento del prelievo boschivo dal 40% attuale al 55% circa, nel caso di PCI pari a 3,3 kWh/kg, e dal 40% al 51%, nel caso di PCI pari a 4,3 kWh/kg. **Tali livelli di prelievo sono considerati ancora in un ambito di**

²⁷ I responsabili degli impianti sono stati ufficialmente coinvolti dagli uffici provinciali preposti rispetto alla necessità di ridurre progressivamente il consumo di fonti fossili e di sottoporsi ad audit energetici per accedere a eventuali contributi, enfatizzando l'importanza del monitoraggio continuo delle condizioni operative.

sostenibilità a livello europeo, ma andrebbero comunque approfondite meglio le ripercussioni locali.

Il teleriscaldamento potrà continuare ad assumere un ruolo centrale ma dovrà evolvere nel contesto del sistema energetico altoatesino, volto alla quasi-totale decarbonizzazione. Le tecnologie su cui focalizzare gli investimenti comprendono sistemi a bassa temperatura, uso di calore in cascata, uso di calore di scarto e impiego di differenti fonti rinnovabili, incluse quelle rese disponibili dall'eventuale integrazione di pompe di calore, sistemi di stoccaggio termico e di gestione e controllo digitali, in grado di far comunicare meglio gli utenti con le centrali e le reti (Figura 14, parte a destra).

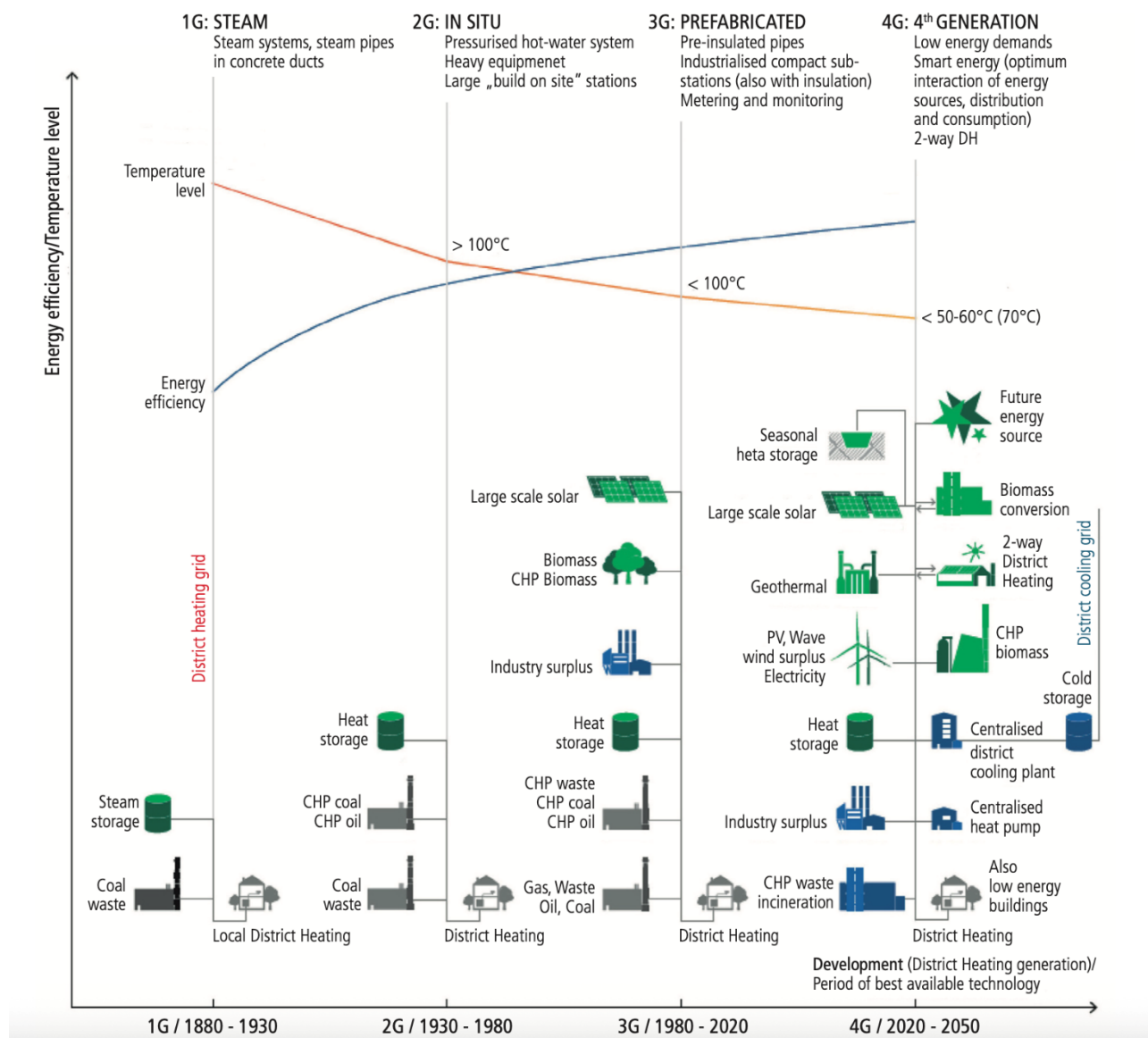


Figura 14. Evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento. Fonte [56]

Oltre alle sfide tecniche ed economiche fondamentali, temi quali la valutazione del potenziale delle fonti rinnovabili, la pianificazione a lungo termine, la disponibilità dei dati, la partecipazione degli *stakeholder*, ecc. vanno posti in primo piano.

I dati di letteratura disponibili mostrano la maturità operativa e la competitività economica che le tecnologie basate sulle fonti rinnovabili hanno raggiunto fino ad oggi. La (quasi) completa

generazione di calore da fonti rinnovabili richiede schemi di produzione multipli e diversificati, distribuiti lungo la rete. In tale direzione, nonostante i costi finora più elevati, anche l'integrazione decentralizzata può rappresentare una soluzione efficace, soprattutto nelle aree più densamente popolate e/o con poche superfici libere per nuove centrali/stoccaggi/installazioni, qualora vi sia compatibilità di integrazione, degli schemi idraulici e della gestione e controllo. Tali innovazioni implicano investimenti importanti e, di conseguenza, meccanismi di supporto da declinare in funzione delle peculiarità locali.

Riferimenti bibliografici

- [1] “Support DHC,” Euroheat & Power. Accessed: Mar. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.euroheat.org/dhc/eu-projects/supportdhc>
- [2] *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012.* 2012.
- [3] “Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023, sull’efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955 (rifusione).”
- [4] “Commission Recommendation (EU) 2024/2395 of 2 September 2024 setting out guidelines for the interpretation of Article 26 of Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council as regards the heating and cooling supply”, doi: 10.2908/NRG_IND_REN.
- [5] *Direttiva(UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023.*
- [6] “DIRECTIVES DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (Text with EEA relevance).”
- [7] UE Publications, “DIRECTIVE (EU) 2024/1275 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 24 April 2024 on the energy performance of buildings (recast) (Text with EEA relevance).” [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj>
- [8] Repubblica Italiana, “Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102,” *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*, Jul. 2014.
- [9] Repubblica Italiana, “Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199,” 2021.
- [10] Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, “Consultazione sul Decreto che definisce le modalita’ dell’obbligo di incremento di energia rinnovabile termica ai sensi dell’art. 27, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.”
- [11] Provincia Autonoma di Bolzano, “Piano Clima Alto Adige 2040,” 2023. [Online]. Available: www.klimaland.bz/it
- [12] Dati forniti dall’Ufficio Energia e tutela del clima in riferimento al bilancio energetico provinciale del 2020.
- [13] Assessore Luis Walcher, “Relazione agraria & forestale 2023,” 2023.
- [14] CIEMAT - CEDER, “Bioraise.” Accessed: May 05, 2025. [Online]. Available: <https://bioraise.ciemat.es/Bioraise>
- [15] “Peta4 - heat Roadmap Europe. Pan European Thermal Atlas.” Accessed: May 05, 2025. [Online]. Available: <https://heatroadmap.eu/peta4/>
- [16] “Biomasse in Südtirol Holzströme in Südtirol 2012 ,” Bozen, Nov. 2014.
- [17] Ufficio Energia e Tutela del Clima, “Analisi dell’utilizzo di biomassa per fini energetici in Alto Adige .”
- [18] RSE, “Atlante integrato per il sistema energetico nazionale e le fonti rinnovabili.” Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://atlanteintegrato.rse-web.it/>
- [19] “Hotmaps,” Hotmaps Project. Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.hotmaps.eu/map>
- [20] “ThermoMap Map Viewer.” Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.thermomap.eu/>
- [21] “GeoBrowser Maps Alto Adige: mappe e cartografia digitale.” Accessed: May 07, 2025. [Online]. Available: <https://natura-territorio.provincia.bz.it/it/geobrowser-maps>
- [22] Eurac Research - Institute for Renewable Energy, “Elaborazione di uno studio sullo sfruttamento del calore di scarto in Alto Adige ,” 2024.
- [23] P. Gasparini, L. Di Cosmo, A. Floris, and D. De Laurentis Editors, “Italian National Forest Inventory - Methods and Results of the Third Survey. Inventario Nazionale delle Foreste e

- dei Serbatoi Forestali di Carbonio - Metodi e Risultati della Terza Indagine.” [Online]. Available: <https://link.springer.com/bookseries/15088>
- [24] R. Rasi, “State of Europe’s Forests 2020.” [Online]. Available: www.foresteurope.org
- [25] A. Denarie *et al.*, “Guidebook for the Integration of Renewable Energy Sources into Existing District Heating and Cooling Systems IEA DHC Annex TS5 Integration of Renewable Energy Sources into Existing District Heating and Cooling Systems,” Mar. 2025. [Online]. Available: www.iea-dhc.org.
- [26] Agenzia provinciale per l’ambiente e la tutela del clima, “Valori di conducibilità termica e rendimento specifico.” Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://assets-eu-01.kc-usercontent.com/71daab00-137f-01d0-946b-d82e951fb8f4/37008f39-0e98-4827-a049-65ff7a8329d0/Acqua%2029-11%20valori%20conducibilit%C3%A1.pdf>
- [27] A. Galgaro *et al.*, “European and municipal scale drillability maps: A tool to identify the most suitable techniques to install borehole heat exchangers (BHE) probes,” *Renew Energy*, vol. 192, pp. 188–199, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.04.120.
- [28] “Most Easy, Efficient and Low Cost Geothermal Systems for Retrofitting Civil and Historical Buildings.” Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/792355>
- [29] A. Mattioli, “Bolzano, in 18 mesi la falda   salita di 14.5 m ,” *Alto Adige* , Jul. 11, 2024. Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.altoadige.it/cronaca/bolzano/bolzano-in-18-mesi-la-falda-%C3%A8-salita-di-14-5-metri-1.3832038#:~:text=BOLZANO,saranno%2011%20metri%20di%20sicurezz>
- [30] Daniele Gabardi, “4.1.2. Grado di attenzione alla gestione dell’acqua: indice RIE INDICE.”
- [31] “DIGITALISATION IN DISTRICT HEATING AND COOLING SYSTEMS,” May 2023.
- [32] I. Sifnaios, D. M. Sneum, A. R. Jensen, J. Fan, and R. Bramstoft, “The impact of large-scale thermal energy storage in the energy system,” *Appl Energy*, vol. 349, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121663.
- [33] P. Caputo, G. Ferla, M. Belliardi, and N. Cereghetti, “District thermal systems: State of the art and promising evolutive scenarios. A focus on Italy and Switzerland,” *Sustain Cities Soc*, vol. 65, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.scs.2020.102579.
- [34] V. Gallo, P. Caputo, and M. Girardi, *Report impianti teleriscaldamento a biomassa Fiper 2020*. FIPER - Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili, 2021. [Online]. Available: www.fiper.it
- [35] Gestore Mercati Energetici (GME), “PUN INDEX GME,” GME. Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.thermomap.eu>
- [36] “Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2024).”
- [37] Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), “Decreto 26 giugno 2015 - Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici,” *Gazzetta Ufficiale Serie Generale*, 2015.
- [38] ISPRA, “Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in italia ,” Feb. 2024. Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://emissioni.sina.isprambiente.it>
- [39] A. R. Dar o G mez *et al.*, “Chapter 2: Stationary Combustion 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories 2.1 C H A P T E R 2 STATIONARY COMBUSTION Volume 2: Energy 2.2 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Contributing Author.”
- [40] “Forlener 2025. Foresta-Legno-Energia.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.forlener.it/>
- [41] Green Energy Lab, “ThermaFLEX - Flexibilisation of heating networks.” Accessed: May 07, 2025. [Online]. Available: <https://greenenergylab.at/projects/thermaflex/?lang=en>

- [42] J. Kelz *et al.*, “ThermaFLEX Final Report 2023,” 2023. [Online]. Available: www.aee-intec.at,
- [43] Green Energy Lab, “100 % Renewable District Heating Leibnitz.” Accessed: May 07, 2025. [Online]. Available: <https://greenenergylab.at/projects/100-renewable-district-heating-leibnitz/?lang=en>
- [44] A. Denarie, M. Romagnosi, G. Spirto, P. Caputo, and G. Ferla, “IEA DHC ANNEX TS5. Integration of renewable energy sources into existing district heating and cooling systems. Case studies of decentral integration of renewables in district heating and cooling systems.,” 2024.
- [45] Bio Energie Kaernten, “The Cogeneration Plants.” Accessed: May 16, 2025. [Online]. Available: <https://www.bioenergie-kaernten.at/en/sites/>
- [46] “Highly efficient Commercially viable Sustainable Carbon-neutral.” [Online]. Available: www.bioenergie-kaernten.at
- [47] H. Blazek and M. Barnick, “LiBr Absorption Heat Pumps. Optimizing district heating systems and waste heat usage,” Nov. 23, 2021, *StepsAhead Optimized industrial Energy Systems*.
- [48] A. Arnitz and R. Rieberer, “HPT IEA Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP).” [Online]. Available: www.bioenergie-kaernten.at,
- [49] C. Marguerite and R. Geyer, “IEA Heat Pumping Technologies Annex 47 Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems Task 3: Review of concepts and solutions of heat pump integration Content,” 2019. [Online]. Available: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/>
- [50] “Canada: District Heating with 90 % solar fraction ,” solarthermalworld.com. Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://solarthermalworld.org/news/canada-district-heating-90-solar-fraction/>
- [51] B. Sibbitt *et al.*, “The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system - Five years of operation,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2012, pp. 856–865. doi: 10.1016/j.egypro.2012.11.097.
- [52] CanmetENERGY, “Integrated Community Energy System Application,” 2009.
- [53] L. Borup, M. Komoszynska, M. G. A. Guddat, and P. A. Sorensen, “Technical Fact Sheets.,” 2024.
- [54] T. Barbetta, “Gruppo Cap mette a nuovo il depuratore di Peschiera Borromeo,” *Dietrolanotizia.eu*, May 05, 2021. Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.dietrolanotizia.eu/2021/05/gruppo-cap-mette-a-nuovo-depuratore-di-peschiera-borromeo/>
- [55] “Piano industriale 2024 CAP”.
- [56] H. Lund *et al.*, “4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems.,” Apr. 15, 2014, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.