

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

Soluzioni impiantistiche per centrali termiche a cippato asservite a reti di teleriscaldamento

*System solutions for thermal power woodchip plants for district
heating networks*

Laureanda:
Pierobon Chiara, I082072

Relatrice:
Prof.ssa Anna Stoppato

Anno accademico 2015-2016

Ringrazio in modo speciale i miei genitori e mio fratello Andrea che hanno saputo sostenermi lungo il percorso ed hanno sempre creduto nelle mie capacità.

Un grande grazie a Daniele che, con molta pazienza, mi è stato accanto e ha condiviso insieme a me tutte le gioie e le difficoltà degli ultimi anni.

Ringrazio anche tutti i parenti e gli amici che con la loro presenza mi hanno incoraggiata.

Ringrazio la professoressa Anna Stoppato per la disponibilità e l'attenzione con le quali mi ha seguita nella realizzazione di questo studio.

Infine un ringraziamento all'ingegnere Andrea Camporese, che mi ha accolta nello studio di EnerMAC e mi ha fornito gran parte del materiale, fondamentale per la realizzazione della tesi stessa.

Sommario

Capitolo 1

Biomassa	9
1.1 Politiche energetico-ambientali su scala mondiale	9
1.2 Definizione di biomassa	10
1.3 Classificazione	11
1.4 Energia chimica immagazzinata nella biomassa	11
1.4.1 Fotosintesi clorofilliana	12
1.4.2 Rendimento del processo di fotosintesi clorofilliana	13
1.5 Filiere di conversione energetica	14
1.6 Proprietà tipiche della biomassa ligno-cellulosica	18
1.6.1 Contenuto di umidità	18
1.6.2 Potere calorifico	19
1.6.3 Contenuto di ceneri	21
1.6.4 Volume occupato	21

Capitolo 2

Cippato di legno vergine	25
2.1 Definizione	25
2.2 Filiera di produzione del cippato da legno vergine	25
2.3 Caldaie a cippato	27
2.3.1 Caldaie a griglia fissa	28
2.3.2 Caldaie a griglia mobile	29
2.3.3 Caldaie a letto fluido	30
2.4 Emissioni inquinanti	31
2.4.1 Emissioni gassose	32
2.4.2 Ceneri	33
2.5 Requisiti qualitativi e norme di riferimento	34
2.6 Andamenti indicativi dei costi dell'energia	35

Capitolo 3

Impianti di produzione alimentati a cippato	39
3.1 Energia termica da centrali a biomassa	39
3.1.1 Cippato per caldaie a biomassa	39
3.2 Energia elettrica da centrali a biomassa	40

3.2.1 Centrali termoelettriche a vapore _____	40
3.3 Impianti cogenerativi _____	41
3.4 Confronto con impianti alimentati a gas naturale _____	41
3.4.1 Vantaggi e criticità nell'uso di cippato o gas naturale in impianti termici _____	42
Capitolo 4	
Reti di Teleriscaldamento _____	45
4.1 Definizione _____	45
4.2 Vantaggi del sistema di teleriscaldamento _____	46
4.3 Diffusione in Italia _____	47
4.4 Fonti energetiche per i principali impianti _____	50
4.5 Tecnologie di produzione _____	51
4.5.1 Motore a combustione interna _____	52
4.5.2 Caldaia e turbina a vapore _____	52
4.5.3 Turbina a gas _____	53
4.5.4 Ciclo combinato _____	54
4.5.5 Cella a combustibile e microturbina _____	54
4.6 Tecnologie di distribuzione _____	55
4.6.1 Configurazione di rete _____	56
4.6.2 Tubazioni _____	57
4.6.3 Stazioni di pompaggio e scambio termico _____	58
4.7 Studio di fattibilità _____	58
4.7.1 Analisi dell'utenza _____	60
4.7.2 Stima della domanda termica teleriscaldabile _____	62
4.7.3 Analisi della possibilità di allaccio a centrali pre-esistenti _____	63
4.7.4 Localizzazione della centrale _____	63
4.7.5 Tracciato della rete _____	64
4.7.6 Condizioni operative e dimensionamento della rete _____	64
4.7.7 Sistemi informativi e georeferenziazione _____	64
4.7.8 Scelta della tipologia impiantistica _____	65
4.7.9 Dimensionamento dei componenti di centrale _____	68
4.7.10 Simulazione del sistema _____	68
4.7.11 Bilancio energetico ed ambientale _____	69
4.7.12 Analisi economica _____	71
Capitolo 5	
Profili di utenze per TLR _____	75
5.1 Tipi di utenze _____	75
5.2 Utenza domestica _____	75

5.2.1 Esempio di impianto di TLR per sole utenze domestiche _____	76
5.3 Utenza pubblica _____	86
5.3.1 Esempio di impianto di TLR per un gruppo di utenze domestiche e pubbliche ____	87
5.4 Utenza industriale _____	100
5.4.1 Esempio di impianto di TLR per utenze industriali _____	100
Capitolo 6	
Configurazioni di accumulo termico _____	105
6.1 Serbatoi di accumulo termico _____	105
6.1.1 Serbatoi per accumulo di calore sensibile _____	109
6.1.2 Serbatoi per accumulo di calore latente (PCM) _____	110
6.2 Esempio di funzionamento di una centrale a biomassa senza e con accumulo _____	112
6.2.1 Impianto a biomassa privo di accumulo termico _____	112
6.2.2 Impianto a biomassa con accumulo termico _____	115
6.3 Una tecnologia innovativa: Mobile Latent Heat Storage _____	121
Capitolo 7	
Analisi economica per impianti a cippato a servizio di TLR _____	127
7.1 Incentivi europei _____	127
7.1.1 Titoli di Efficienza Energetica _____	127
7.1.2 Tariffa Onnicomprensiva _____	129
7.1.3 Riconoscimento CAR e Certificati Bianchi _____	131
7.2 Analisi di investimenti e costi _____	133
7.2.1 Stima del PB Time per due impianti tipo di teleriscaldamento _____	134
7.2.2 Esempio di investimento per miglioramento dell'efficienza di centrale _____	137
Capitolo 8	
Vantaggi derivanti dalla combustione di cippato a servizio del TLR _____	143
8.1 Quando impianti a cippato asserviti a reti di TLR sono vantaggiosi _____	143
8.1.1 Inserimento virtuoso nell'economia locale _____	144
8.2 Riduzione emissioni inquinanti _____	147
8.2.1 Benefici dati dalla sostituzione di caldaie domestiche _____	149
8.2.2 Valori di emissioni da impianto reale _____	150
Conclusione _____	157
Bibliografia _____	161
Appendice A _____	165
Appendice B _____	167

Capitolo 1

Biomassa

1.1 Politiche energetico-ambientali su scala mondiale

Negli ultimi anni la politica internazionale ha spinto in modo significativo e con sempre maggiore forza verso la riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili, a favore delle fonti energetiche rinnovabili, per la salvaguardia delle condizioni climatiche del nostro Pianeta. Questo cambiamento di rotta è stato sancito per la prima volta attraverso la firma, da parte di 55 Stati tra cui l'Italia, del Protocollo di Kyoto nel 1997¹. Si tratta di un documento con il quale le Nazioni aderenti, tra i maggiori produttori di CO₂, si impegnano ad attuare un piano di revisione delle loro politiche energetiche con l'obiettivo di ridurre in modo considerevole le emissioni di gas ad effetto serra, primo fra tutti l'anidride carbonica, entro il 2020. L'obiettivo prefissato è tra i più ambiziosi mai fissati, ma dovrebbe, qualora venisse raggiunto, permettere di evitare un surriscaldamento globale dovuto all'effetto serra, tale da determinare effetti irreversibili sul clima terrestre.

Per evitare il superamento del limite massimo di surriscaldamento di 2 °C, tutti gli Stati firmatari del Protocollo, si stanno impegnando a ridurre le emissioni di gas serra e ad incentivare lo sviluppo di nuove tecnologie che sfruttino al meglio le risorse rinnovabili disponibili sul territorio. A seguito del Protocollo di Kyoto, si sono tenute altre Conferenze sul Clima, che però non hanno portato al raggiungimento di nuovi impegni vincolanti per gli Stati che vi hanno preso parte.

Perché lo sforzo della commissione internazionale possa ottenere i risultati sperati è fondamentale promuovere l'impegno a livello globale e la collaborazione tra il maggior numero di Nazioni possibili: fondamentale è il coinvolgimento di Stati Uniti, Russia, Cina ed India, che sono tra i Paesi con le maggiori emissioni di CO₂, insieme agli Stati europei, da sempre in prima linea per la salvaguardia dell'ambiente.

Recentemente gli sforzi internazionali hanno permesso di raggiungere un accordo storico alla Conferenza sul Clima di Parigi², tenutasi tra il 30 novembre e l'11 dicembre del 2015: l'accordo raggiunto dalle 196 Nazioni aderenti, deve ora essere accettato da almeno 55 Stati (che rappresentino il 55% delle emissioni globali di gas serra) per permettere l'entrata in vigore delle nuove restrizioni a partire dal 2020. In particolare lo sforzo internazionale per la salvaguardia del Pianeta si può riassumere nei seguenti punti³:

- impegno da parte degli Stati membri a contenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto di 2 °C rispetto all'era pre-industriale, con un ulteriore impegno a cercare di limitare l'incremento a 1,5 °C;

¹ Testo completo del 1997, Convenzione sui cambiamenti climatici, «Il Protocollo di Kyoto».

² Testo completo redatto al termine della Conferenza sul Clima di Parigi: «Adoption of the Paris Agreement».

³ Dati esplicativi delle condizioni del Trattato di Parigi forniti da Costanzo, «COP21, cosa è stato deciso nella conferenza sul clima di Parigi»; Internazionale, «La conferenza internazionale sul clima di Parigi».

- impegno da parte dei Paesi aderenti a comunicare periodicamente i progressi raggiunti; una prima verifica globale è fissata per il 2023, le successive si ripeteranno con cadenza quinquennale;
- introduzione di nuove restrizioni per quanto riguarda le emissioni di gas serra a partire dal 2020; queste interesseranno non solo l'Europa, ma anche Cina, India e Stati Uniti (i quattro più grandi Stati inquinatori);
- i Paesi sviluppati si impegnano nei prossimi anni a rendere disponibili nuovi fondi a sostegno dei Paesi in via di sviluppo impegnati nella lotta al cambiamento climatico (l'obiettivo è creare un fondo da 100 miliardi di dollari all'anno);
- impegno comune per contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici, in modo da limitare i danni alle persone ed al territorio (pianificazione degli interventi e valutazione del rischio).

Il documento approvato a Parigi è solo il primo passo di un percorso ancora molto complesso, che richiede molto impegno ed interventi concreti da parte delle Nazioni firmatarie.

Proprio in questo contesto di lotta ai cambiamenti climatici, si registra anche una forte spinta in favore delle fonti rinnovabili e delle nuove tecnologie per il risparmio energetico. Il recente sviluppo del settore delle biomasse per la produzione su larga scala di energia termica ed elettrica ne è una diretta conseguenza.

1.2 Definizione di biomassa

Con il termine biomassa, si fa riferimento ad un vasto insieme di materia organica, sia di origine vegetale che animale, che comprende la parte biodegradabile dei prodotti e dei residui provenienti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, i reflui zootecnici, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani. Sono classificabili come biomassa tutti i prodotti delle coltivazioni agricole e della forestazione, i residui delle lavorazioni agricole, gli scarti dell'industria alimentare, le alghe, e, in via indiretta, tutti i prodotti organici derivanti dall'attività biologica degli animali e dell'uomo, come quelli contenuti nei rifiuti urbani⁴.

Si tratta in massima parte di sostanze di origine vegetale, infatti anche nel caso di residui zootecnici, i vegetali costituiscono l'elemento base dell'alimentazione degli animali.

La produzione di energia da biomassa è una pratica molto variegata e, soprattutto in alcune forme, ampiamente conosciuta e sfruttata anche nel passato: la legna è stata utilizzata da millenni dall'uomo per cucinare e riscaldarsi, anche gli oli vegetali hanno avuto grande utilizzo in particolare per l'illuminazione degli ambienti. Ancora oggi l'impiego delle biomasse è fortemente radicato nelle abitudini popolari come integrazione al riscaldamento domestico nei Paesi industrializzati, o come fonte energetica primaria nei Paesi più poveri ed in via di sviluppo.

L'incentivo allo sfruttamento sempre maggiore di questa risorsa per impianti anche di grossa taglia, in linea con le linee guida definite a livello internazionale, per la produzione di energia elettrica o energia termica, trova giustificazione in molteplici vantaggi di carattere ambientale, economico e sociale. In primo luogo la biomassa è facilmente reperibile ed accumulabile, a

⁴ La definizione di biomassa e la descrizione successiva di questa fonte energetica sono ricavate dal libro di Cocco, Palomba, e Puddu, «Capitolo 5. L'energia delle biomasse».

differenza delle altre fonti energetiche rinnovabili che soffrono molto del problema della discontinuità e dell'aleatorietà; inoltre si possono convertire le biomasse in varie forme di combustibili solidi, liquidi o gassosi che si adattano più facilmente ai diversi ambiti di impiego. I benefici derivanti dal crescente utilizzo di biomasse sono:

- di carattere ambientale con riduzione delle emissioni di gas serra e di inquinanti e con riduzione della quantità di residui destinati allo smaltimento in discarica;
- di carattere economico poiché a lungo termine si potranno avere benefici grazie alla riconversione di una parte del settore agricolo, alla riduzione dei costi di approvvigionamento di energia dall'estero ed alla riqualificazione di materiale di scarto, residui e sottoprodotti.

1.3 Classificazione

Le biomasse, comprendenti diversi tipi di materiali, si distinguono in due macro categorie, a seconda della provenienza: biomasse di tipo residuale e biomasse provenienti da specifiche coltivazioni energetiche.

- Biomasse residuali: tutti i residui e gli scarti di origine forestale, agricolo ed agroforestale, come pure la frazione umida dei rifiuti solidi urbani (RSU).
- Biomasse da apposite coltivazioni energetiche: hanno origine dalla coltivazione di colture oleaginose, alcoligene e ligno-cellulosiche; sono sviluppate con l'obiettivo primario di produrre materia prima combustibile.

Il recupero energetico da biomasse residuali risulta doppiamente vantaggioso poiché permette di ridurre la dipendenza da combustibili fossili ed allo stesso tempo alleggerisce le problematiche ambientali legate allo smaltimento di residui, dotati di potenziale energetico, in discarica; inoltre riduce la produzione di metano che normalmente si libera dai processi di degradazione naturale dei rifiuti sempre in discarica.

Nonostante gli apporti energetici ed i benefici derivanti dalle biomasse residuali siano significativi, non è possibile non evidenziare come, per ottenere un sostanziale apporto energetico capace di rispondere alla richiesta energetica globale, questi non siano sufficienti e sia necessario fare ricorso ad apposite colture energetiche su larga scala. Per disporre di una risorsa significativa risulta necessario convertire parte della superficie agricola coltivabile dalle colture ad uso alimentare alle colture ad uso energetico: i processi di riqualificazione potrebbero essere la causa di insufficiente produzione da parte del settore agroalimentare e della nascita, quindi, di un conflitto di interessi per la necessità di trovare un equilibrio tra i due settori produttivi. La diffusione nel territorio di colture energetiche, in particolare in Italia, si scontra immediatamente con l'estensione limitata del suolo agricolo nazionale, attualmente già ampiamente utilizzato.

1.4 Energia chimica immagazzinata nella biomassa

L'energia chimica della biomassa vegetale, ma anche della biomassa di origine animale anche se attraverso processi indiretti di trasformazione, deriva direttamente dall'energia solare che viene

trasformata mediante il meccanismo della fotosintesi clorofilliana⁵. Le biomasse sono un sofisticato sistema di accumulo dell'energia proveniente dal sole, sotto forma di energia chimica.

1.4.1 Fotosintesi clorofilliana

Perché si verifichi la reazione chimica della fotosintesi clorofilliana sono necessari radiazione solare, acqua ed anidride carbonica. Attraverso la clorofilla, il pigmento verde che ricopre le foglie di qualsiasi specie vegetale, la radiazione solare incidente attiva un processo di trasformazione chimica che coinvolge l'anidride carbonica CO₂ presente nell'aria e l'acqua assorbita dal terreno attraverso le radici, per formare il composto organico del glucosio C₆H₁₂O₆, usato come nutrimento dai vegetali, e liberare nell'aria ossigeno O₂ (Figura 1. 1).

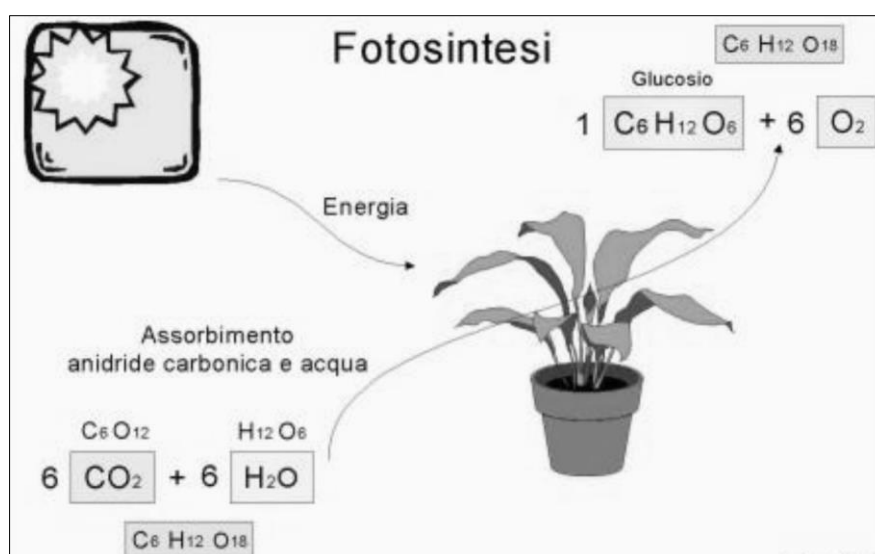


Figura 1. 1: Trasformazione chimica alla base della fotosintesi clorofilliana

Il reale processo di trasformazione è molto più articolato poiché molto spesso il glucosio viene convertito in altre sostanze più complesse come la cellulosa, la lignina o gli oli vegetali. Un altro fattore non trascurabile è il coinvolgimento di altre sostanze nella reazione, quali sostanze nutritive che integrano la reazione di fotosintesi clorofilliana: spesso disciolti in acqua non sono presenti solo sali minerali, ma anche composti a base di azoto, fosforo e potassio; qualora questi non fossero presenti in quantità sufficienti in natura si può integrare la normale composizione del terreno con appositi fertilizzanti, i quali favoriscono una crescita più prospera alle piante.

Alla fine del ciclo di vita, per decomposizione naturale oppure attraverso combustione, i vegetali restituiscono all'ambiente l'energia immagazzinata. Il processo di combustione consuma l'ossigeno in precedenza liberato dalle piante, mentre libera in atmosfera anidride carbonica ed acqua.

Lo sfruttamento dell'energia proveniente da biomassa genera un ciclo chiuso (Figura 1. 2) alimentato dall'energia solare e con emissioni di CO₂ globalmente nulle.

⁵ Trasformazione chimica della fotosintesi clorofilliana ampiamente descritto, per quanto riguarda processo e valori di rendimento, da Cocco, Palomba, e Puddu, «Capitolo 5. L'energia delle biomasse».

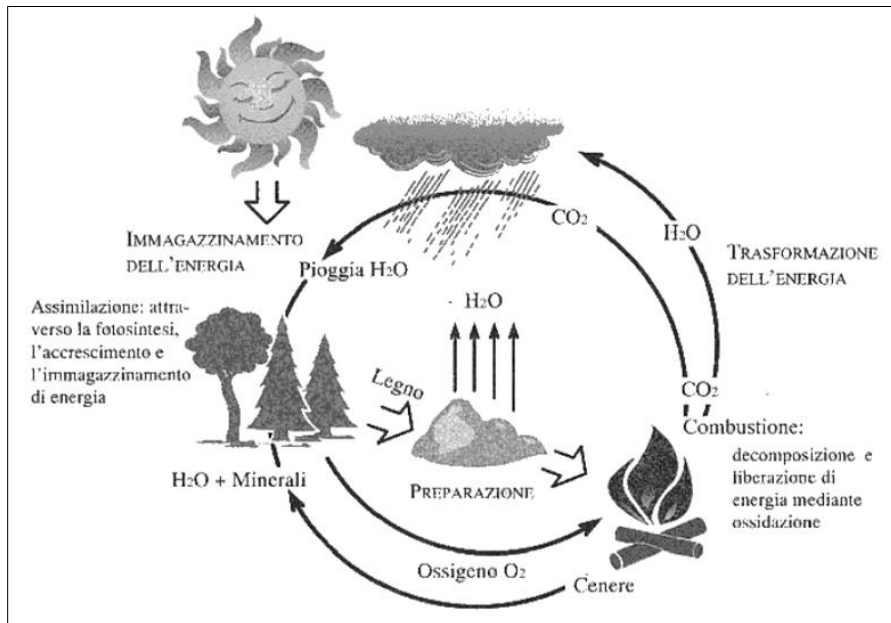


Figura 1. 2: Ciclo di vita delle biomasse ligno-cellulosiche

Questa valutazione potrebbe considerarsi vera se ci si limita al solo ciclo di vita della materia prima; non è possibile però trascurare il consumo di energia primaria e le emissioni riferiti alle fasi di raccolta, trasporto e conversione, realizzazione e dismissione delle apparecchiature utilizzate nel corso delle varie fasi di processo.

1.4.2 Rendimento del processo di fotosintesi clorofilliana

Il rendimento del processo di conversione dell'energia solare in energia chimica risulta alquanto modesto.

In primo luogo non tutta la radiazione solare può essere utilizzata in modo efficace per il processo di fotosintesi clorofilliana: di tutta la radiazione solare incidente si considera come utile solamente quella frazione con lunghezza d'onda compresa tra 0,4 e 0,7 μm , ovvero circa il 50% della radiazione solare incidente al suolo.

Di questa frazione attiva, il 20% viene riflessa dalla superficie delle foglie o assorbita dalle stesse sotto forma di energia termica; rimane a disposizione del processo di fotosintesi solamente il 40% della radiazione solare.

Il processo di conversione fotochimico, inoltre, presenta dei limiti intrinseci significativi: solo il 30% della radiazione disponibile può essere convertita; di questa non più del 60% riesce ad essere immagazzinata.

Complessivamente il rendimento limite teorico del processo di conversione fotochimica non supera il 7%. Questo valore teorico può risultare verosimile per le specie vegetali più efficienti; per specie arboree meno efficienti si tiene conto di un rendimento dimezzato pari al 3,5%.

Tutta questa analisi è stata condotta considerando crescita delle specie vegetali in condizioni ideali di luce, temperatura, disponibilità d'acqua e sostanze nutritive; il rendimento medio effettivo, in condizioni non più ottimali, si riduce ulteriormente ad un valore di 0,15-0,30%, con picchi dell'1%.

Il rendimento reale del processo di conversione dell'energia solare è davvero molto basso, rispetto al quantitativo di energia solare che giunge sulla superficie terrestre. Nonostante questo si stima che ogni anno sulla Terra venga fissato attraverso il processo di fotosintesi clorofilliana un totale di 200 miliardi di tonnellate equivalenti di carbonio, pari in termini energetici a 72 Gtep/anno: sufficiente a coprire 6 volte il fabbisogno mondiale attuale di energia. Questo dato risulta in parte fuorviante perché solo parte di questa energia è realmente sfruttabile. Si è stimato che in Europa il potenziale tecnicamente utilizzabile sia pari a 400 Mtep/anno, ovvero all'incirca il 20-25% dei consumi attuali. In Italia le biomasse residuali tecnicamente sfruttabili si aggirano intorno alle 31 Mt/anno di sostanza secca, corrispondenti al 7% del fabbisogno energetico nazionale attuale. Questi dati evidenziano come non sia realistico pensare per il futuro alle biomasse come ad una fonte energetica predominante, ma che sia importante non trascurare il suo potenziale e lavorare per ottenere una migliore valorizzazione di questa fonte, soprattutto per quanto riguarda le biomasse residuali.

1.5 Filiere di conversione energetica

La scelta del tipo di biomassa e la sua composizione chimica hanno un ruolo fondamentale nella scelta del processo di conversione da sviluppare. Diversi tipi di processi⁶ permettono di convertire la materia prima di origine vegetale in combustibile sfruttabile dall'utente finale.

Per le biomasse ricche di sostanze nutritive azotate e caratterizzate da elevato tasso di umidità i processi più adatti sono quelli di tipo biochimico:

- fermentazione alcolica, che richiede la presenza di zuccheri o amidi;
- digestione anaerobica e digestione aerobica nelle quali le trasformazioni sono attivate da microrganismi già presenti nella sostanza vegetale, questi agiscono in condizioni favorevoli di temperatura e pressione.

Per biomasse con ridotto contenuto di umidità ed elevata presenza di composti a base di carbonio si prediligono processi di tipo termochimico: combustione, gassificazione e pirolisi, nei quali le reazioni avvengono in condizioni di elevata temperatura e con significativi scambi di energia, sotto forma di calore, verso l'ambiente esterno.

Infine per biomasse o residui ricchi d'olio si adottano conversioni di tipo chimico-fisico che hanno come obiettivo l'estrazione degli oli vegetali grezzi e la loro lavorazione mediante esterificazione. Sempre all'interno dei processi chimico-fisici sono compresi tutti i processi di macinazione, agglomerazione e compattazione delle biomasse, ai fini di facilitarne il trasporto, lo stoccaggio e l'impiego finale.

La scelta del processo di conversione più conveniente dipende principalmente dalla composizione della biomassa, dalle sue proprietà fisiche e dalla disponibilità come risorsa nel territorio. Le filiere di conversione industriale, indipendentemente dal sistema che adottano, si inseriscono all'interno di una catena più articolata di lavorazione e trattamento delle biomasse per ottenere il combustibile desiderato.

⁶ Descrizione delle filiere di conversione energetica tratta da Cocco, Palomba, e Puddu, «Capitolo 5. L'energia delle biomasse».

Viene riportata una generica filiera di conversione energetica per le biomasse (*Figura I. 3*); la si può scomporre in tre fasi principali:

- coltivazione e raccolta nei siti di produzione;
- trasporto verso i siti industriali atti alla conversione;
- conversione effettiva della materia prima in energia oppure in vettore energetico direttamente utilizzabile dagli utenti finali.

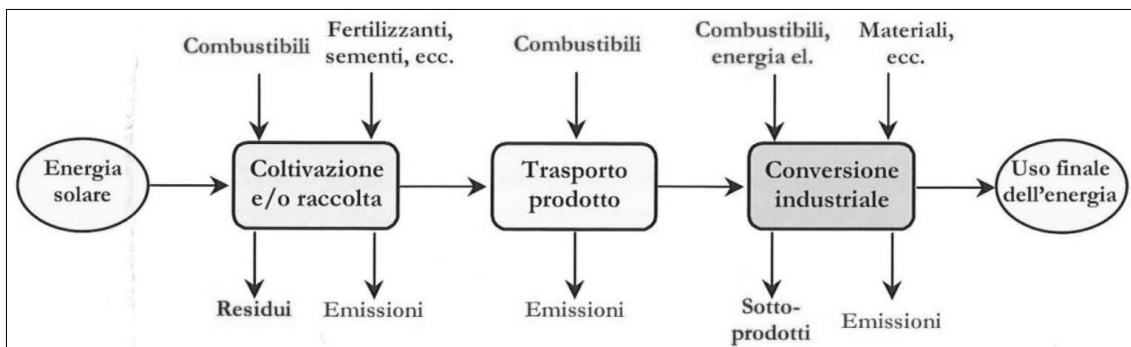


Figura I. 3: Schematizzazione delle principali fasi di una filiera di una conversione energetica basata sull'impiego di biomasse residue o da coltivazioni energetiche

Ogni fase comporta consumo di energia ed utilizzo di mezzi di produzione, come pure la produzione di residui ed emissioni inquinanti.

Per trovare il metodo più efficiente in relazione alla materia prima ed alla regione presi in esame è necessario condurre analisi valutando risvolti economici, ambientali ed energetici: perché il processo possa dirsi conveniente e sostenibile dal punto di vista energetico, risulta fondamentale ottenere al termine dello studio un bilancio energetico chiuso in attivo. Le voci per il calcolo del consumo energetico da considerare per ogni generica filiera, ai fini di redigere un bilancio complessivo, sono:

- i combustibili direttamente utilizzati dalle macchine agricole, dai mezzi di trasporto e dall'impianto di trasformazione;
- l'energia elettrica direttamente utilizzata dagli impianti di pompaggio dell'acqua di irrigazione e dall'impianto di trasformazione della biomassa;
- l'energia primaria richiesta per la produzione di fertilizzanti, sementi, antiparassitari ed eventuali altri mezzi di produzione.

In parallelo ai consumi energetici dell'intera filiera si devono prendere in considerazione i flussi energetici resi disponibili nel corso dell'intera filiera:

- l'energia utile in uscita, equivalente all'energia primaria della fonte fossile sostituita;
- il credito energetico degli eventuali residui e sotto-prodotti.

Si riportano di seguito delle brevi descrizioni delle principali filiere di lavorazione delle biomasse che dalla materia prima permettono di fornire all'utilizzatore finale vettori energetici direttamente utilizzabili (*Figura I. 4*):

- biomasse zuccherine e amidacee: molto interessanti sono le filiere che si originano dall'utilizzo di biomasse ad alto contenuto di zuccheri o amidi, a partire dalle quali è

possibile produrre etanolo, utilizzabile in sostituzione alla benzina nei motori a combustione interna;

- biomasse oleaginose: significativo è il processo di trasformazione di biomassa fornita da colture oleaginose per la produzione di biodiesel, destinato principalmente alla sostituzione del gasolio nei motori a combustione interna e nelle caldaie per riscaldamento;
- biomasse ligno-cellulosiche: l'impiego di queste specie vegetali risulta più variegato con distinte filiere di lavorazione per la produzione di diversi combustibili derivati. Il processo di idrolisi permette l'estrazione della componente zuccherina, che attraverso fermentazione e distillazione viene trasformata in etanolo; il trattamento di pirolisi o di gassificazione permette l'estrazione di oli vegetali, syngas ed idrogeno (poco utilizzato poiché non ha ancora raggiunto un grado di maturità industriale tale da garantirne la diffusione ed applicazione su larga scala); i trattamenti meccanici e termici, più o meno complessi, di compattazione ed essiccazione sono la soluzione maggiormente adottata per produrre combustibile adatto ad impianti convenzionali di produzione dell'energia elettrica a vapore oppure a sistemi per la produzione di calore;
- frazione umida (RSU) e reflui zootecnici: un ultimo processo di trasformazione energetica delle biomasse è rappresentato dalla conversione attraverso digestione anaerobica di reflui di tipo zootecnico e della frazione umida dei rifiuti solidi urbani, con generazione di combustibili gassosi adatti alla generazione di energia elettrica e termica in motori a combustione interna o in turbine a gas.

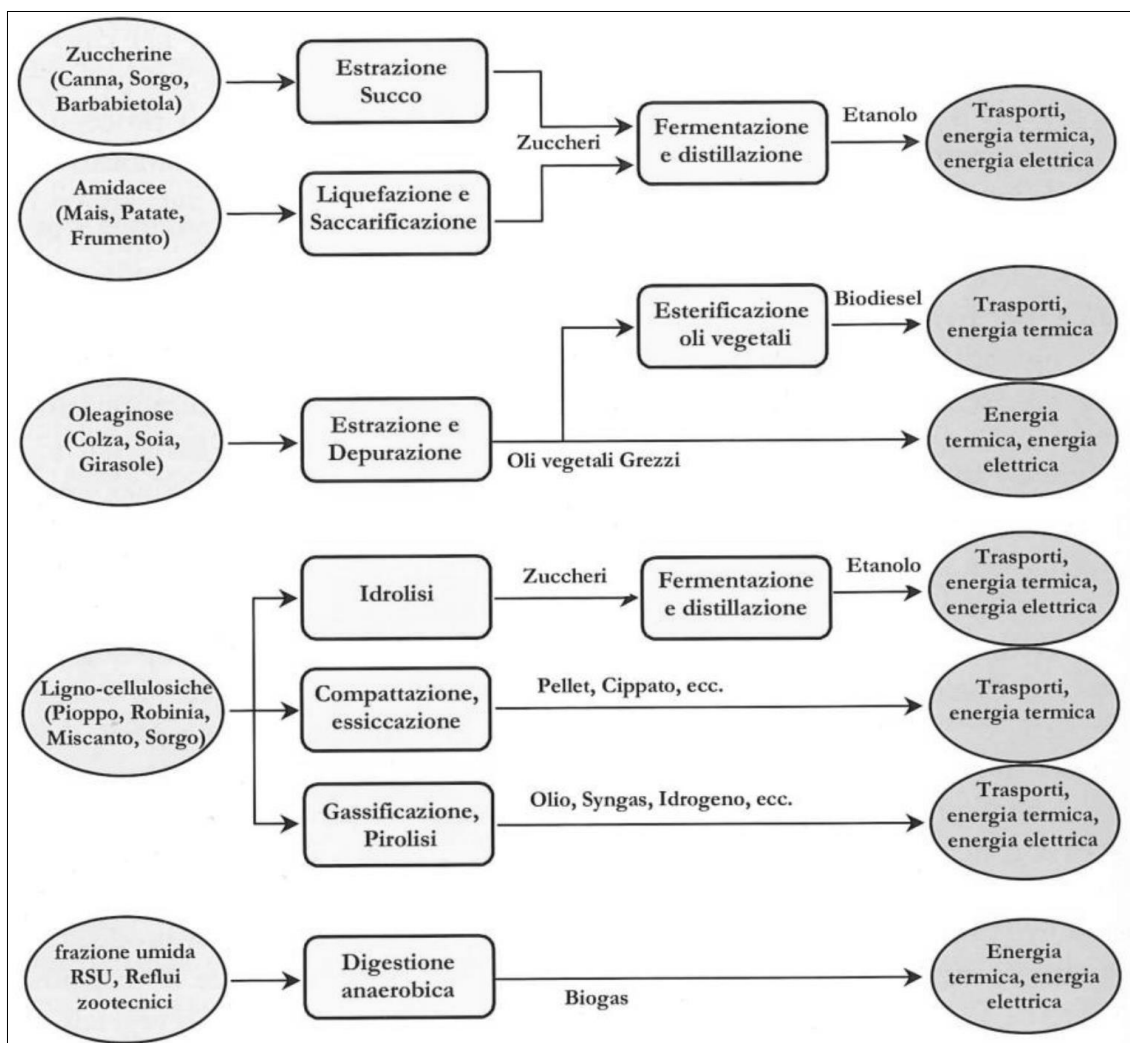


Figura 1. 4: Principali filiere di conversione energetica delle biomasse

In particolare, per quanto riguarda il materiale ligno-cellulosico, di interesse per questo specifico studio, durante la lavorazione e l'impiego finale hanno grande importanza le caratteristiche intrinseche della biomassa. I principali aspetti di cui tener conto sono il contenuto di umidità ed il potere calorifico, il contenuto di ceneri, cloro, azoto e zolfo. Questi elementi hanno un ruolo significativo ai fini dell'effettiva valorizzazione energetica ed economica del combustibile, perché influenzano i costi di raccolta, trasporto e movimentazione da un lato ed il rendimento del processo di combustione dall'altro.

In questo studio si vuole prendere in esame l'impiego di biomassa ligno-cellulosica, nella forma di cippato di legno vergine, utilizzata come combustibile in centrali di teleriscaldamento, le quali privilegiano la produzione di calore per riscaldamento. Le biomasse anche in questo specifico ambito sono un'importante fonte energetica rinnovabile: potenzialmente capaci di ridurre il consumo di combustibili fossili con combustibili di origine vegetale, non necessariamente però sono garanzia di sostenibilità energetica ed ambientale dell'intero processo, come si vedrà dai risultati di questo studio.

1.6 Proprietà tipiche della biomassa ligno-cellulosica

Le biomasse ligno-cellulosiche, sia residuali sia provenienti da colture energetiche, vengono attualmente utilizzate per lo più per alimentare caldaie e generatori di vapore in sostituzione ai combustibili fossili. In relazione alla taglia ed al tipo di sistema di combustione scelto, le biomasse grezze possono subire trattamenti meccanici e/o termici che permettono di ridurre ed omogeneizzarne le dimensioni ed eventualmente di ridurre il contenuto di umidità.

Ai fini dell'impiego in processi di combustione, le principali proprietà chimico-fisiche da tenere in considerazione sono:

- contenuto di umidità;
- potere calorifero.

Questi due parametri sono strettamente collegati tra loro; hanno un ruolo fondamentale per l'effettiva valorizzazione energetica ed economica delle biomasse influenzando i costi di raccolta, trasporto, movimentazione del prodotto ed il rendimento del processo di combustione finale.

1.6.1 Contenuto di umidità

L'umidità di una biomassa esprime il contenuto d'acqua del materiale e si può esprimere in riferimento alla biomassa tal quale oppure alla biomassa secca. Il tenore di umidità sul tal quale U si definisce come:

$$U = \frac{m_A}{m_A + m_S} \quad (1.1)$$

dove m_A = massa d'acqua

m_S = massa di sostanza secca

Il valore del tenore di umidità può assumere valori compresi tra 0 ed 1.

L'umidità sul tal quale U si distingue dal tenore di umidità sul secco U_0 , espressa dalla seguente equazione:

$$U_0 = \frac{m_A}{m_S} \quad (1.2)$$

che può assumere valori compresi tra 0 ed infinito.

Le equazioni che legano tra i due valori tra loro sono di seguito riportate:

$$U = \frac{m_A}{m_A + m_S} = \frac{U_0}{1 + U_0} \quad (1.3)$$

$$U_0 = \frac{U}{1 - U} \quad (1.4)$$

Per l'impiego della biomassa in processi di combustione, la sostanza secca è il componente utile, necessario nel processo, l'acqua invece costituisce il componente indesiderato. Risulta utile definire il rapporto R_M tra la massa della biomassa tal quale e la massa della sostanza secca. Questo rapporto sottolinea la frazione utile dal punto di vista energetico, fornendo informazioni utili ad una stima di carattere economico sui costi relativi alle fasi di raccolta, trasporto e stoccaggio della biomassa.

$$R_M = \frac{m_A + m_S}{m_S} = 1 + U_0 = \frac{1}{1 - U} \quad (1.5)$$

Un valore tipico di contenuto di umidità al momento della raccolta per biomasse di tipo legnoso è $U \approx 0,50 - 0,55$, con rapporto $R_M = 2$; per quanto riguarda biomasse erbacee al momento della raccolta si hanno valori tipici di umidità sul tal quale di $U \approx 0,80$, con $R_M = 5$ ⁷.

L'umidità sul tal quale si valuta attraverso misurazioni effettuate su un campione introdotto in stufa ventilata e termostata a 103 °C (e tolleranza di 2 °C): questo procedimento viene chiamato metodo gravimetrico ed è proposto dalla norma UNI EN 14774-2 (2010). La quantità d'acqua evaporata, quindi l'umidità sul tal quale, si ottiene misurando la differenza tra il peso iniziale del campione m_I e quello del campione finale m_F :

$$U = \frac{m_I - m_F}{m_I} \quad (1.6)$$

1.6.2 Potere calorifico

Il secondo parametro di cui si deve tener conto è il potere calorifico della biomassa in esame. Questo viene valutato a partire dalla biomassa secca con l'ausilio di un calorimetro, nel quale avviene la combustione di un campione di massa nota. Lo strumento fornisce il valore del potere calorifico superiore su base secca PCS₀: si valuta l'energia termica liberata dalla combustione attraverso la misura del calore di raffreddamento dei gas combusti fino alla temperatura di 25 °C, secondo quanto indicato dalla norma UNI EN 14918 (2010). I valori tipici per la maggior parte delle biomasse secche oscillano tra 19 MJ/kg e 22 MJ/kg.

Di maggiore interesse per i bilanci energetici è la stima del potere calorifico inferiore PCI, valutato sottraendo al potere calorifico superiore PCS il calore di condensazione dell'acqua: l'acqua viene dispersa sotto forma di vapore nell'ambiente a seguito del processo di combustione. Il potere calorico inferiore su base secca PCI₀ si calcola con la seguente espressione:

$$PCI_0 = PCS_0 - 9 \cdot H \cdot r \quad (1.7)$$

dove H = frazione massica di idrogeno ($\approx 0,05-0,07$)

r = calore di condensazione dell'acqua (= 24 MJ/kg)

considerando che il quantitativo d'acqua prodotta dalla combustione è 9 volte il quantitativo di idrogeno contenuto nel combustibile preso in esame.

I valori tipici di potere calorifico inferiore PCI per biomasse legnose sono compresi nell'intervallo 18-20 MJ/kg.

Dal punto di vista pratico, l'energia effettivamente ricavabile da un processo di combustione non si riferisce al potere calorifico inferiore sul secco PCI₀, bensì al potere calorifico inferiore sul tal quale PCI, calcolabile attraverso la relazione:

$$(m_A + m_S) \cdot PCI = m_S \cdot PCI_0 - m_A \cdot r \quad (1.8)$$

$$PCI = (1 - U) \cdot PCI_0 - U \cdot r = PCI_0 - U_0 \cdot (PCI_0 + r) \quad (1.9)$$

Il potere calorifico inferiore PCI di una biomassa diminuisce linearmente all'aumentare del contenuto di umidità U , fino ad annullarsi per valori di umidità dell'ordine dell'88-90% (Figura I. 5). La combustione di biomassa con contenuto di umidità superiore al 65-70% non può autosostenersi, a causa dell'eccessiva concentrazione di acqua nel combustibile.

⁷ Valori tipici riguardanti contenuto di umidità, potere calorifico e contenuto di ceneri sono ripresi dalle valutazioni fatte da Cocco, Palomba, e Puddu, «Capitolo 5. L'energia delle biomasse».

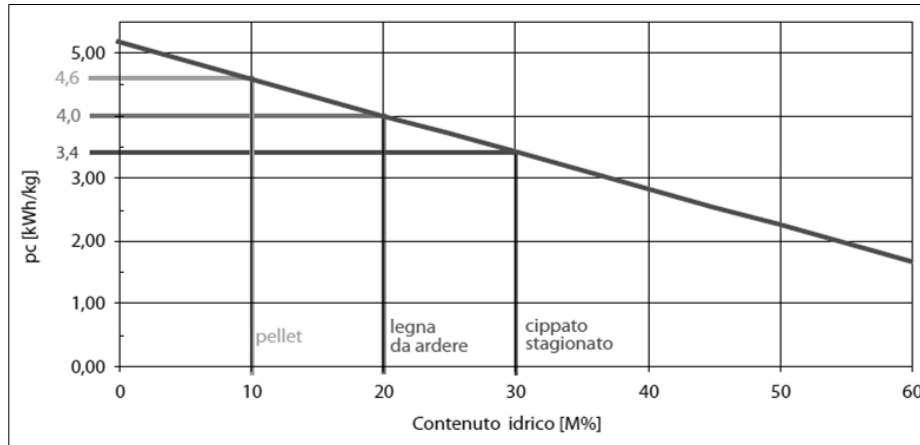


Figura 1. 5: Andamento del potere calorifico inferiore in funzione del contenuto di umidità nelle biomasse⁸

Per fare una valutazione più accurata della riduzione di potere calorifico in funzione dell'aumento di umidità, si può considerare il rapporto R_H tra il potere calorifico inferiore sul tal quale ed il potere calorifico inferiore sulla sostanza secca:

$$R_H = \frac{PCI}{PCI_0} = 1 - U \cdot \left(1 + \frac{r}{PCI_0}\right) \quad (1.10)$$

Si può valutare anche la frazione di energia R_E effettivamente utilizzata nel processo di combustione di una generica biomassa umida:

$$R_E = \frac{(m_A + m_S) \cdot PCI}{m_S \cdot PCI_0} = R_M \cdot R_H = \frac{1}{1-U} \cdot \left(1 - U \cdot \left(1 + \frac{r}{PCI_0}\right)\right) \quad (1.11)$$

Il rapporto energetico R_E diminuisce al crescere dell'umidità del combustibile, ma si riduce più lentamente rispetto alla riduzione di potere calorifico indicata dal rapporto R_H in funzione del rapporto tra le masse R_M .

Conoscendo il rapporto energetico R_E , è facilmente ricavabile la frazione di energia R_P persa nel processo di combustione; le perdite aumentano progressivamente al crescere del contenuto di umidità. Gli andamenti di questi parametri significativi, in funzione dell'umidità U , si possono esplicitare attraverso una rappresentazione grafica (Figura I. 6).

⁸ Grafico ripreso estratto da Francescato, Antonini, e Zuccoli Bergomi, *Manuale pratico. Legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi, compravendita*.

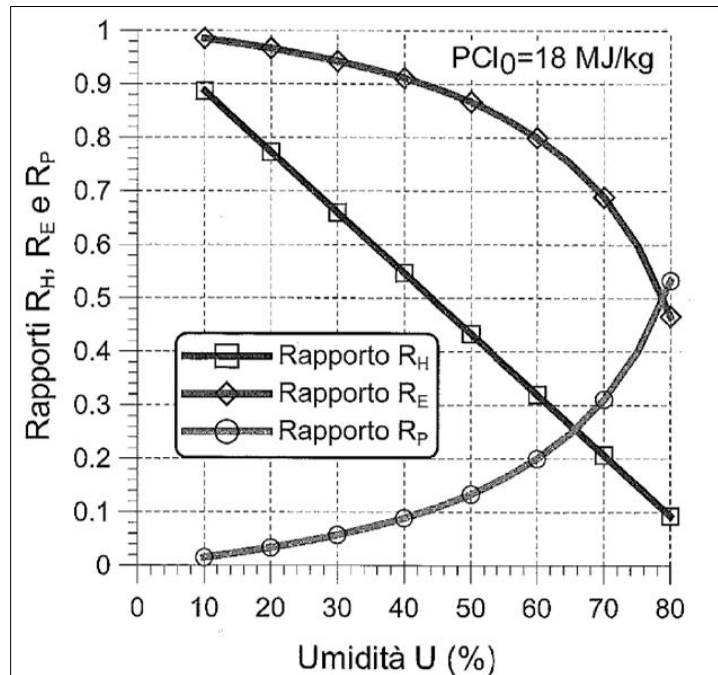


Figura 1. 6: Rapporti energetici caratteristici di una biomassa (R_H , R_E e R_P) in funzione dell'umidità

1.6.3 Contenuto di ceneri

Ai fini della combustione di materia di origine vegetale, assume notevole importanza il tenore di ceneri, la frazione sul tal quale di materia inorganica non combustibile. Un elevato contenuto di ceneri, determina una riduzione del potere calorifico della biomassa, un sostanziale aumento dei costi per lo smaltimento delle ceneri stesse e maggiori problemi legati alla formazione di incrostazioni, corrosioni e possibile erosione della caldaia.

La misura del tenore di ceneri viene effettuata a partire dalla sostanza secca che viene macinata finemente ed introdotta in un forno a muffola termostato a 750 °C (e tolleranza di 25 °C) per ottenerne la completa combustione. La massa residua alla fine del trattamento rappresenta il contenuto di ceneri del campione analizzato. I valori tipici di contenuto di ceneri per sostanza secca sono in genere compresi tra lo 0,5% e l'1,5%.

1.6.4 Volume occupato

Un altro dei fattori che maggiormente condiziona i costi di trasporto e stoccaggio delle biomasse, ed in particolare delle biomasse ligno-cellulosiche, è il volume specifico. I volumi occupati⁹ dalla biomassa possono essere definiti attraverso diverse unità di misura, a seconda del tipo di biomassa presa in esame.

In primo luogo per definire una biomassa ligno-cellulosica si distingue tra metro cubo m³ e metro stero ms:

⁹Classificazione e tabelle riassuntive raccolte da Francescato, Antonini, e Zucoli Bergomi, *Manuale pratico. Legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi, compravendita*.

- il metro cubo m^3 si riferisce al volume interamente occupato dal legno e viene normalmente impiegato per definire la legna da lavoro;
- il metro stero ms viene usato per caratterizzare i combustibili legnosi poiché considera i “vuoti per pieni”.

Sempre parlando di combustibili legnosi si deve fare un’ulteriore distinzione, tenendo conto dell’eterogeneità di forma e dimensione dei materiali utilizzati (*Tabella I. 1*):

- nel caso di tronchetti, bricchette o materiale ordinatamente riposto si definisce il volume impilato come metro stero accatastato msa;
- nel caso di materiale sfuso come segatura, pellets, cippato, granaglie o trucioli si considera il volume occupato dal materiale in mucchio come metro stero riversato msr.

Unità di misura			
tonnellata	chilogrammo	metro stero accatastato	metro stero riversato
t	kg	msa	msr
Legna da ardere Cippato Pellet e Briquettes		Legna da ardere	Cippato Legna da ardere

Tabella I. 1: Unità di misura di peso e volume comunemente impiegate per la compravendita di combustibili legnosi

Per i combustibili legnosi, il volume occupato varia in funzione della forma, delle dimensioni e della disposizione dei singoli elementi, modificando il rapporto tra volume “pieno” e volume “vuoto” che è rappresentato dal volume sterico.

Per i diversi formati di biomassa legnosa impiegati è possibile definire dei fattori di conversione che leghino le diverse unità di misura adottate; in particolare si fa riferimento a quattro macro-gruppi:

- tronchi d’albero tondi;
- spacconi;
- legna spaccata corta;
- cippato.

I fattori di conversione necessari alla valutazione del volume occupato sono riassunti nella seguente tabella (*Tabella I. 2*).

Assortimento	Legno tondo	Spacconi	Legna spaccata corta		Cippato	
	m ³	msa	msa	msr	fino (G30) msr	medio (G50) msr
1 m ³ tondo	1	1,4	1,2	2,0	2,5	3,0
1 msa spacconi 1 m	0,7	1	0,8	1,4	(1,75)	(2,1)
1 msa legna spaccata corta	0,85	1,2	1	1,7		
1 msr legna spaccata corta	0,5	0,7	0,6	1		
1 msr cippato di bosco fino (G30)	0,4	(0,55)			1	1,2
1 msr cippato di bosco medio (G50)	0,33	(0,5)			0,8	1

Nota: una tonnellata di cippato G30 con M 35% corrisponde a circa 4 msr di cippato di abete rosso e a circa 3 msr di cippato di faggio.



1 m³ tondo ≈ 1,4 msa spacconi ≈ 2 msr legna ≈ 3 msr cippato (G50)

Tabella 1. 2: Rapporti di conversione legno-legna-cippato

Si riportano le composizioni elementari (Tabella 1. 3) e le principali caratteristiche (umidità e potere calorifico inferiore PCI) per alcune biomasse ligno-cellulosiche (Tabella 1. 4)¹⁰. Conoscere la composizione chimica e le caratteristiche fisiche delle materie prime permette di valutare meglio i processi di trasformazione termochimica delle biomasse e le eventuali emissioni inquinanti che si potrebbero produrre.

	C	H	O	N	S	Cl	Ceneri	PCI ₀
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(MJ/kg)
Legna di abete	49,00	5,98	44,75	0,05	0,01	0,01	0,2	18,74
Legna di pioppo	48,45	5,85	43,69	0,47	0,01	0,10	1,43	18,19
Legna di faggio	51,64	6,26	41,45	-	-	-	0,65	18,63
Legna di quercia	49,98	5,38	43,13	0,35	0,01	0,04	1,61	18,33
Legna di eucaliptus	49,00	5,87	43,97	0,30	0,01	0,13	0,72	18,23
Paglia di frumento	43,20	5,00	39,40	0,61	0,11	0,28	11,40	16,49
Paglia di riso	41,78	4,63	36,57	0,70	0,08	0,34	15,90	15,34
Stocchi di mais	43,65	5,56	43,31	0,61	0,01	0,60	6,26	16,52
Residui potatura vite	47,14	5,82	43,03	0,86	0,01	0,13	3,01	17,86
Residui potatura mandorlo	51,30	5,29	40,90	0,66	0,01	0,04	1,80	19,93
Lolla di riso	40,96	4,30	35,86	0,40	0,02	0,12	18,34	15,27
Gusci di mandorla	44,98	5,97	42,97	1,16	0,02	-	5,60	18,17
Noccioli pesca	53,00	5,90	39,14	0,32	0,05	-	1,59	19,62
Noccioli oliva	48,81	6,23	43,48	0,36	0,02	-	1,10	21,12
Sanse esauste	32,73	5,29	37,82	-	0,64	-	12,52	15,50

Tabella 1. 3: Composizione elementare di alcune biomasse ligno-cellulosiche

¹⁰ Tabelle relative a composizione elementare e caratteristiche delle principali biomasse, riprese da Cocco, Palomba, e Puddu, «Capitolo 5. L'energia delle biomasse».

	Umidità	Potere calorifico	Densità apparente	
	(%)	PCI (MJ/kg)	(kg/mci)	(kg/mcm)
Faggio fresco	50	7,9	669	464
Faggio essiccato	35	11,1	608	375
Faggio essiccato all'aria	18	14,6	482	283
Abete fresco	50	8,1	517	332
Abete essiccato naturale	35	11,3	436	265
Abete essiccato all'aria	18	14,9	345	202
Pellet	10	17,0	-	600
Segatura	10	17,0	-	202
Trucioli	10	17,0	-	120
Paglia frumento (balle)	15	14,4	135	-
Paglia colza (balle)	15	14,3	133	-
Paglia mais (balle)	15	14,8	139	-
Miscanto (balle)	15	14,9	140	-
Grano sfuso	15	14,2	-	760

Tabella 1. 4: Principali caratteristiche di alcune biomasse ligno-cellulosiche

Capitolo 2

Cippato di legno vergine

2.1 Definizione

I combustibili ligno-cellulosici¹¹ si possono classificare in tre categorie principali tenendo conto di forma e dimensioni che si ottengono dopo il processo di lavorazione:

- legna da ardere in ciocchi;
- legna sminuzzata o cippato;
- pastiglie di legno macinato e pressato o pellet.

Recentemente hanno avuto notevole sviluppo gli impianti che utilizzano legno sotto forma di cippato o pellet, più versatile per l'impiego su larga scala in centrali anche di grandi dimensioni per la produzione di energia elettrica e termica.

Il pellet è un combustibile costituito da legno vergine essiccato e pressato in piccoli cilindretti, senza l'impiego di additivi. Il suo peso specifico è di circa 600-700 kg/m³, superiore rispetto agli altri combustibili legnosi non pressati; il suo potere calorifico può raggiungere le 4200 kcal/kg. Viene normalmente impiegato per alimentare caldaie a biomassa per il riscaldamento domestico.

Il cippato, detto anche legno sminuzzato, viene realizzato attraverso apposite macchine cippatrici che triturano il legno per ridurlo a scaglie o chips, di lunghezza compresa nell'intervallo 15-50 mm, larghezza circa la metà della lunghezza e spessore variabile tra un quinto e un decimo della lunghezza. La caratteristica principale che definisce il cippato è l'omogeneità del materiale, che permette di evitare problemi di bloccaggio dei sistemi di alimentazione negli impianti utilizzatori. Il potere calorifico del cippato varia in funzione del tipo di legno impiegato e dell'umidità, si attesta attorno ai 2000-3500 kcal/kg. Il contenuto di umidità per la materia prima selezionata oscilla tra il 40 ed il 60%. Il cippato, a differenza del pellet, risulta più adatto all'impiego anche in centrali di grande dimensioni e viene largamente sfruttato come combustibile per impianti di teleriscaldamento a biomassa.

2.2 Filiera di produzione del cippato da legno vergine

Per la preparazione di combustibile legnoso nella forma di cippato, si devono considerare diverse fasi di lavorazione a partire dalla raccolta della materia prima, fino alla consegna del prodotto presso gli impianti di utilizzazione finali.

Nella prima fase di raccolta del legname boschivo si possono riconoscere i seguenti passaggi:

- abbattimento delle piante;
- allestimento, ovvero sramatura e depezzatura dei tronchi;
- concentramento ed esbosco del materiale raccolto;

¹¹ I dati e le caratteristiche di processi di lavorazione relativi al cippato di legno vergine sono raccontati nel libro di Francescato, Antonini, e Zuccoli Bergomi, *Manuale pratico. Legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi, compravendita*.

- scortecciatura parziale o completa;
- trasporto;
- trasformazione, ovvero riduzione alla misura di impiego desiderata del combustibile attraverso cippatura.

La cippatura è il processo di lavorazione che ha assunto notevole importanza negli ultimi anni per valorizzare e sfruttare biomassa che altrimenti sarebbe scartata.

Si distinguono due sistemi di lavoro a seconda del sito di lavorazione adottato: sistema del legname corto per il quale l'allestimento avviene nel sito di abbattimento delle piante stesse; sistema dell'albero intero per il quale l'albero viene esboscato ancora intero ed allestito successivamente a bordo strada o in un sito adibito appositamente.

La filiera di lavorazione del legname, dopo la prima lavorazione descritta, continua attraverso cippatura: il processo di cippatura può avvenire a bordo strada dopo aver lasciato i tronchi a stagionare all'aperto per un periodo sufficientemente lungo (*Figura 2. 1*), oppure può avvenire presso un'area attrezzata, dove il legname verrà anche stoccato e lasciato essiccare sotto copertura (*Figura 2. 2*).

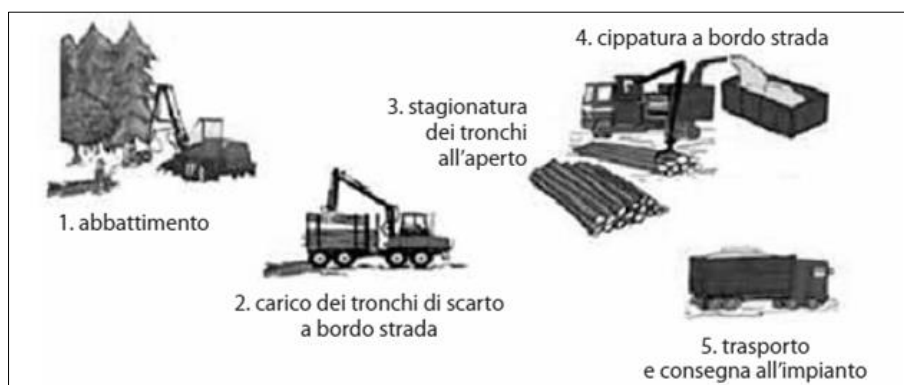


Figura 2. 1: Produzione di cippato forestale dopo la stagionatura del materiale all'imposto

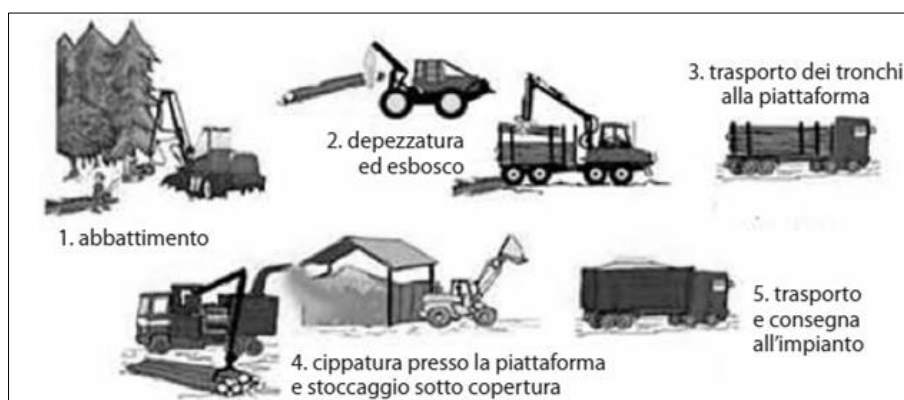


Figura 2. 2: Produzione di cippato forestale dopo la stagionatura del materiale presso una piattaforma

La cippatura è un processo di riduzione della biomassa che avviene per mezzo di apposite macchine cippatrici, studiate per ridurre il legno in scaglie. I macchinari utilizzati possono essere fissi, semoventi, carrellati, allestiti su rimorchio o autocarro o montati sull'attacco a tre punti di un trattore; azionati da motore autonomo o dalla presa di potenza del trattore. Anche l'unità di

cippatura, a seconda del meccanismo utilizzato può essere di vario tipo: a disco, a tamburo, a vite o coclea.

La fase di stoccaggio ed essiccazione del materiale ligneo risulta particolarmente importante per ridurre il contenuto di umidità del cippato e aumentare il potere calorifico inferiore della biomassa: solamente dopo il processo di essiccazione è possibile valorizzare la biomassa, nello specifico il cippato, attraverso processi termo-chimici.

Nel caso in cui si preveda un periodo di stagionatura all'aperto dei tronchi, si parla di essiccazione della materia prima, che sarà seguita successivamente dalla lavorazione della legna. Questa procedura prevede di lasciare il materiale legnoso ad essiccare in loco, ai margini della zona boschiva: dopo una prima fase il grado di umidità può variare dal 40 al 55%, dopo una seconda fase si riduce ulteriormente fino al 18-25%. La materia secca verrà successivamente lavorata e trasferita nei siti di impiego finali. Nel caso in cui si preveda di lavorare e ridurre la materia prima ancora fresca, il processo di riduzione del contenuto d'umidità si distingue essiccazione in naturale o forzata della materia lavorata. L'essiccazione naturale si applica soprattutto al cippato, generalmente caratterizzato da elevato contenuto di umidità: dopo una stagione di essiccazione in mucchio l'umidità si riduce dal 50 al 30%. L'essiccazione forzata si ottiene, invece, attraverso l'esposizione della biomassa a sorgenti di calore appositamente studiate. Questo sistema richiede impiego di energia per generare il calore necessario, riducendo quindi l'efficienza energetica complessiva ed aumentando i costi. Essendo un procedimento dispendioso, viene applicato solo in particolari condizioni per le quali l'essiccazione naturale non è sufficiente al raggiungimento del tenore d'umidità voluto o per le quali è disponibile una sorgente di calore residuo da altri processi di lavorazione, che altrimenti sarebbe dissipato in ambiente.

Nelle fasi di essiccazione e stoccaggio del cippato in mucchio è fondamentale porre attenzione alle dimensioni del deposito: il cumulo non deve superare i 7-8 m per evitare problemi legati al naturale surriscaldamento delle parti interne della massa, che possono innescare fenomeni di autocombustione. Al processo di essiccazione si accompagna inoltre la naturale decomposizione biologica della biomassa con conseguente perdita di peso della biomassa: soprattutto nei primi mesi dello stoccaggio, l'elevato tenore di umidità favorisce perdita di massa a volte anche considerevole, riducendo la quantità di cippato utilizzabile alla fine del processo ed aumentando le perdite di energia ed i costi.

2.3 Caldaie a cippato

Al termine del processo di lavorazione del materiale ligno-cellulosico grezzo, il combustibile ottenuto viene valorizzato attraverso processi di combustione in caldaie appositamente studiate per lavorare bene con cippato di legno vergine. Negli ultimi anni, in Italia, la diffusione di impianti a combustione di cippato si è concentrata maggiormente sulla fornitura di reti di teleriscaldamento a servizio di edifici pubblici e privati: la promozione di nuovi impianti a biomassa rientra nel piano comunitario di incentivo dell'utilizzo di fonti rinnovabili per la riduzione di gas ad effetto serra.

Le caldaie a cippato sono gli organi di generazione termica fondamentali per la valorizzazione delle biomasse ligno-cellulosiche¹²: sono costituite da una caldaia vera e propria, dal sistema di alimentazione del cippato e dal serbatoio di stoccaggio (qualora fosse previsto). Per generatori di piccole dimensioni, tutti questi elementi si trovano integrati in un unico componente; mentre nel caso di caldaie di taglia maggiore, il locale caldaia è generalmente separato da quello di stoccaggio del combustibile.

Il bruciatore è collocato all'interno della camera di combustione, nella quale viene riversato il combustibile dall'alto; l'accensione del cippato per innescare il processo di combustione avviene per mezzo di una resistenza elettrica. L'aria comburente necessaria al processo chimico viene insufflata dal basso: la dosatura dell'aria viene regolata attraverso la misura della concentrazione di ossigeno nei fumi, al fine di ottenere una combustione ottimale.

Nel caso di impianti di grandi dimensioni si prevede spesso l'installazione di un accumulatore termico al fine di rendere indipendenti le variazioni di carico della caldaia da quelle dell'utenza.

Per la scelta del sistema di generazione da adottare è necessario prendere in considerazione alcune caratteristiche tecniche: oltre al costo, la potenza in kW, il rendimento %, la durata di esercizio in anni e la praticità di gestione (per funzionamento ordinario e manutenzione) dell'insieme di componenti. Negli ultimi 25 anni, le tecnologie adottate per le caldaie a cippato hanno subito un netto miglioramento in termini di funzionamento ed efficienza complessiva del processo: l'efficienza media di una caldaia a legna oggi supera tranquillamente l'80-85%, nei modelli più evoluti raggiunge addirittura il 90%. Questa evoluzione ha permesso di ridurre considerevolmente le emissioni di inquinanti in atmosfera, nonché di raggiungere elevati livelli di affidabilità e confort.

Si analizzano di seguito le caldaie a cippato di piccola e media taglia che sono le più diffuse sul territorio. Si distinguono tre tipi di caldaie a cippato, in funzione della tecnologia che utilizzano:

- caldaie a griglia fissa;
- caldaie a griglia mobile;
- caldaie a letto fluido¹³.

2.3.1 Caldaie a griglia fissa

Le caldaie a griglia fissa (*Figura 2.3*) sono generatori di piccola e media potenza da 25 kW fino a 400-500 kW, che trovano impiego su scala domestica, fino al servizio di mini reti di teleriscaldamento. La combustione avviene su focolare fisso, alimentato attraverso meccanismi di vario genere. La griglia adottata deve avere caratteristiche ottimali:

- assicurare elevata efficienza di combustione adattandosi alla qualità della biomassa bruciata;

¹² Descrizione delle caldaie a cippato, in particolare di caldaie a griglia fissa o mobile, ripresa dal libro di Ceccotti e Spinelli, *Foresta - Legno - Energia. Sviluppo della filiera foresta-legno-energia attraverso il rafforzamento dell'associazionismo forestale. Linee guida per lo sviluppo di un modello di utilizzo del cippato forestale a fini energetici*.

¹³ Informazioni relative alle caldaie a letto fluido ricavate da Musacci, «Termodistruzione di rifiuti con recupero energetico».

- non essere soggetta a deformazioni e durare nel tempo;
- impedire intasamenti dei passaggi d'aria.

L'impianto deve comprendere un silo per lo stoccaggio del cippato, dal quale il cippato è estratto con bracci a balestra o articolati. Questi sistemi incanalano il materiale verso una coclea di trasporto prima, e verso una seconda coclea di caricamento poi, per alimentare il focolare della caldaia stessa. In genere viene predisposta, tra la coclea di trasporto e quella di caricamento, anche una serranda tagliafuoco per evitare problemi dovuti al ritorno di fiamma verso il silo di stoccaggio.

Le caratteristiche di pezzatura ed umidità del cippato fornito devono rispettare alcuni parametri per garantire un buon funzionamento dell'impianto. Queste caldaie necessitano di essere alimentate con cippato di pezzatura omogenea per le ridotte dimensioni della griglia e per evitare blocchi delle coclee di trasporto a causa di pezzi fuori misura. Il contenuto idrico del cippato non deve superare il 30%: livelli di umidità eccessivi andrebbero a ridurre in modo sostanziale la temperatura della camera di combustione, inoltre potrebbero causare problemi in fase di accensione.

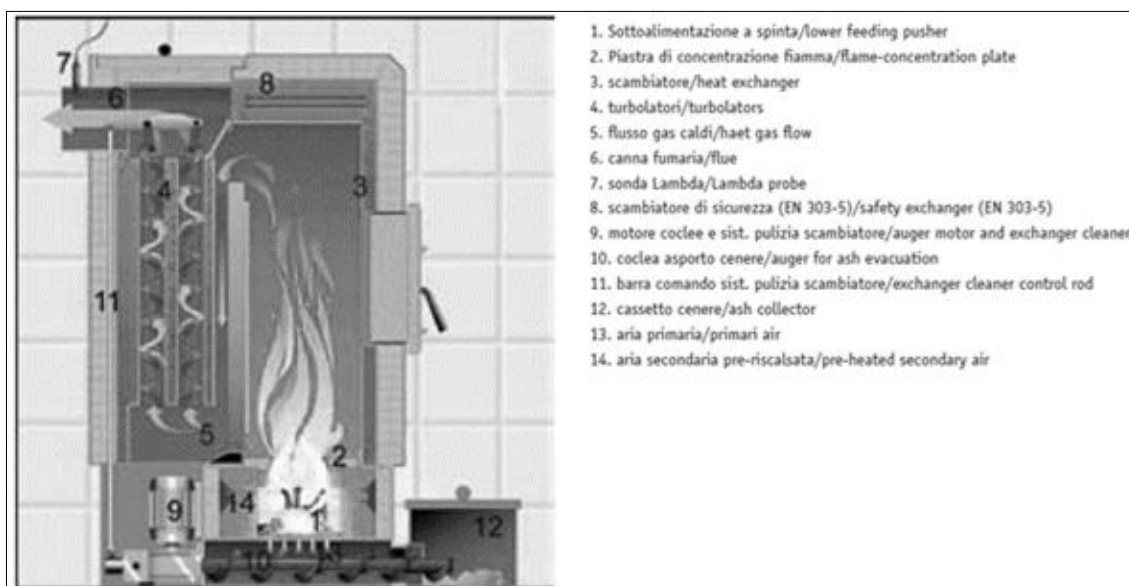


Figura 2. 3: Caldaia a griglia fissa

2.3.2 Caldaie a griglia mobile

Un'altra categoria di generatori termici è costituita dalle caldaie a griglia mobile (*Figura 2. 4*): generatori di potenza medio-grande, con taglie che variano da 500 kW fino ad alcuni MW. Questa tecnologia viene normalmente impiegata per impianti industriali e per reti di teleriscaldamento, per trattare grandi volumi e/o elevati fabbisogni termici. La griglia, non più fissa, si muove su di un piano più o meno inclinato.

Lo strato di biomassa legnosa che viene accumulato sulla griglia subisce un primo processo di essiccazione, grazie al calore all'interno della camera di combustione, e solo successivamente subisce la combustione vera e propria. Per facilitare una combustione omogenea del materiale si

possono introdurre dei getti d'aria secondaria, sempre nella seconda parte del forno. La griglia adottata deve rispondere agli stessi parametri di ottimizzazione descritti nel paragrafo precedente. Queste caldaie sono adatte alla combustione di cippato umido, con contenuto idrico anche del 50-55%, con caratteristiche dimensionali variabili ed elevato contenuto di ceneri.

Anche in questo caso si predispone un silo di stoccaggio del combustibile ligneo con sistema di estrazione a rastrelli; la coclea di caricamento può essere sostituita da uno spintore idraulico, più efficiente nel caso in cui si utilizzi materiale molto eterogeneo.

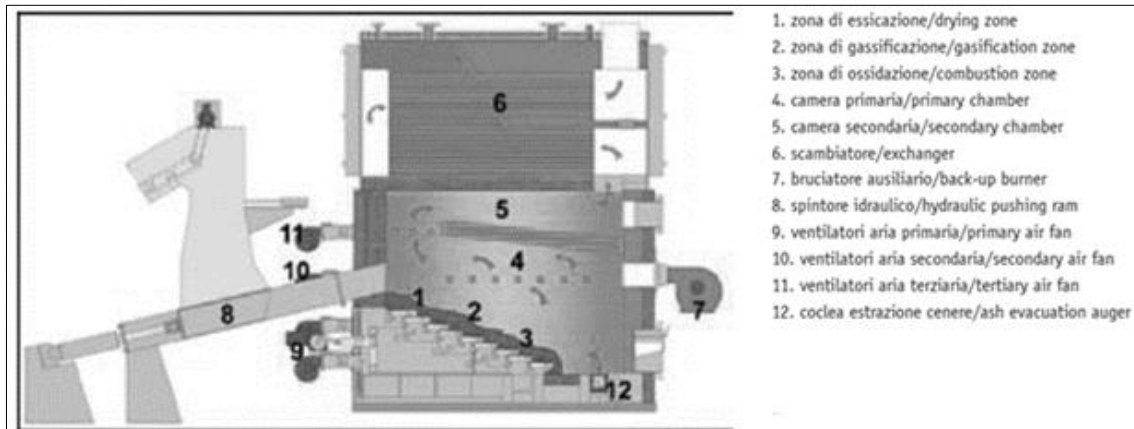


Figura 2. 4: Caldaia a griglia mobile inclinata

2.3.3 Caldaie a letto fluido

Infine si identificano per la terza tipologia di caldaie quelle cosiddette a letto fluido (Figura 2. 5): si tratta di inceneritori che bruciano prevalentemente materiali sottoposti a pretrattamento. Tale soluzione impiantistica è adatta soprattutto per la combustione di cippato di legno con elevato contenuto di umidità (nell'ambito della valorizzazione delle biomasse, trova larga applicazione per la combustione dei rifiuti solidi urbani RSU).

Questi forni sono costituiti da una camera di combustione sul cui fondo è posto uno strato di materiale solido (di solito sabbia silicea), tenuto in sospensione da una corrente ascendente d'aria pre-riscaldata, immessa attraverso una griglia alla base della fornace.

Questa soluzione impiantistica presenta alcuni vantaggi non trascurabili:

- il naturale movimento del letto di particelle in sospensione permette di ottenere buon contatto tra comburente e combustibile; la combustione avviene in condizioni ottimali con uniformità di miscelazione e temperatura;
- la sabbia che costituisce il letto fluido garantisce elevata inerzia termica alla caldaia;
- le basse temperature di combustione e la possibilità di introdurre eventuali sorbenti in camera di combustione permette di limitare le emissioni di NO_x e di SO_x ;
- gli interventi di manutenzione sono ridotti a causa dell'assenza di componenti meccanici in movimento.

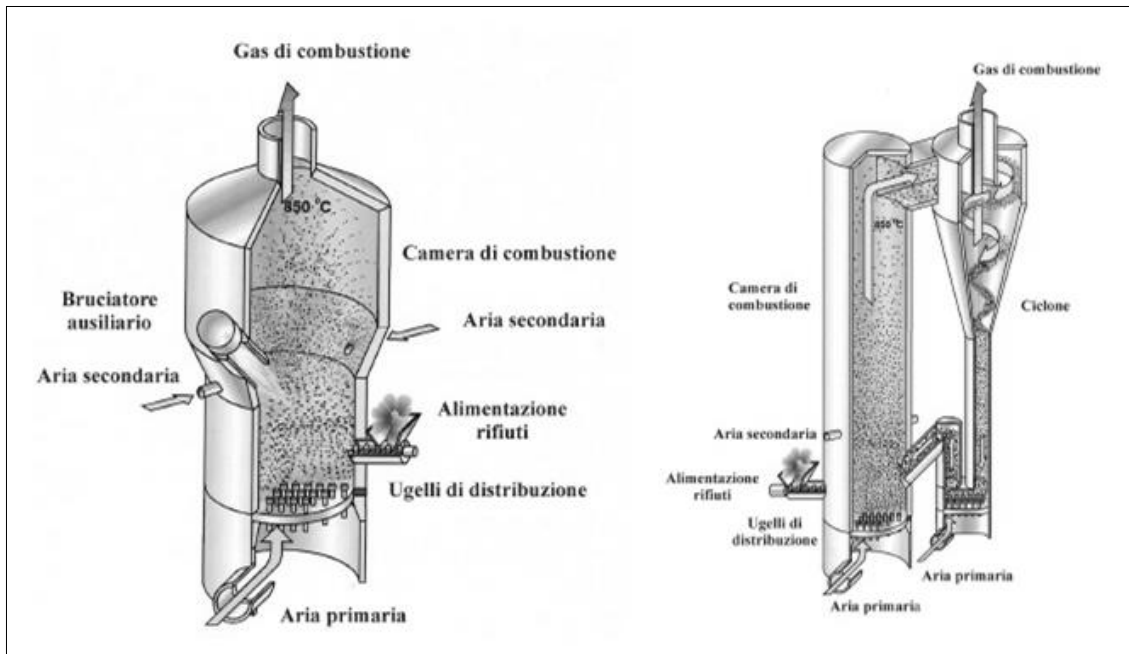


Figura 2. 5 Caldaia a letto fluido (esempio per combustione di RSU)

Le caldaie a cippato sono un'ottima soluzione nel caso di impianti di generazione di grande taglia: le dimensioni dei componenti e le elevate quantità di cippato consumate permettono al generatore di lavorare in modo più efficiente.

Il costo delle caldaie può variare considerevolmente in relazione alla potenza termica prodotta ed al livello tecnologico della caldaia stessa: per caldaie con potenza nominale di 100-200 kW si hanno costi pari a 200-250 €/kW; per caldaie di dimensioni maggiori con potenza nominale di oltre 1 MW i costi si riducono a 100-150 €/kW.

2.4 Emissioni inquinanti

Gli impianti per la combustione di biomassa ligno-cellulosica, come pure tutte le centrali di valorizzazione che lavorano con biomasse, interagiscono con l'ambiente principalmente scambiando calore e rilasciando sostanze inquinanti in atmosfera. L'interazione tra i sistemi di conversione di energia e l'ambiente interessa vari ambiti e spesso è di difficile valutazione:

- emissioni di materia per quanto riguarda il rilascio di sostanze allo stato solido, liquido o gassoso;
- emissioni di energia quando si considerano flussi di energia termica, elettromagnetica ed acustica;
- altri tipi di interazioni per indicare occupazione del suolo, impatto visivo ed altri aspetti significativi per il caso specifico analizzato.

Le emissioni inquinanti in atmosfera, più facilmente misurabili rispetto ad altri parametri, risultano la voce più significativa su cui focalizzare l'attenzione. L'inquinamento può essere locale o globale a seconda di quanto diffuse sono le conseguenze dovute al rilascio in atmosfera di una data sostanza:

- nel caso di inquinamento locale si identifica una variazione delle condizioni naturali per un'area circoscritta;
- nel caso di inquinamento globale le ripercussioni negative si registrano in modo diffuso per l'intero pianeta.

L'inquinamento atmosferico viene definito dalle normative italiane come ogni modificazione della normale composizione chimica o dello stato fisico dell'aria dovuta alla presenza di una o più sostanze in quantità e con caratteristiche tali da:

- alterare le normali condizioni ambientali e la salubrità dell'aria;
- costituire pericolo per la salute pubblica;
- compromettere le attività ricreative e gli altri usi dell'ambiente;
- alterare le risorse biologiche, gli ecosistemi e i beni materiali.

Il processo di combustione del cippato di legno vergine rilascia nell'ambiente emissioni gassose e ceneri.

2.4.1 Emissioni gassose

Tra tutti i composti gassosi, l'anidride carbonica CO_2 è particolarmente significativa poiché partecipa in maniera preponderante all'incremento del fenomeno dell'effetto serra di origine antropica. Nello specifico della combustione di cippato non si registrano emissioni nette di CO_2 al termine del ciclo di vita chiuso della biomassa: si ottiene infatti una condizione di equilibrio tra la CO_2 consumata dai vegetali nella fase di crescita forestale e la CO_2 prodotta dalla combustione finale di cippato.

Un altro gas prodotto in fase di combustione, è il monossido di carbonio CO : se presente in alte concentrazioni nell'aria, grazie all'elevata affinità con l'emoglobina, determina riduzione di trasporto di ossigeno da parte del sangue; per concentrazioni di qualche centinaia di ppm può causare la morte per asfissia.

La valorizzazione energetica del cippato determina emissioni in atmosfera anche di ossidi di azoto NO_x . Questi si distinguono in tre categorie a seconda del processo di formazione che li caratterizza:

- Thermal NO_x , si formano per ossidazione termica dell'azoto presente nell'aria comburente;
- Prompt NO_x , generati nella zona di fiamma per reazione dell' N_2 con i radicali degli idrocarburi;
- Fuel NO_x , si formano per ossidazione di elementi presenti nel combustibile (NH_3 , NH_2 , HCN).

Elevata concentrazione di ossidi di azoto nell'atmosfera può essere causa di corrosione delle superfici per deposito di acido nitrico, irritazioni delle vie respiratorie se inalati visto l'elevato grado di tossicità, aumento dei fenomeni delle piogge acide e del buco dell'ozono.

Altri composti che vengono rilasciati attraverso i fumi di scarico della caldaia sono gli ossidi di zolfo SO_x , che si formano dall'ossidazione delle molecole di zolfo presenti nel combustibile. Anche queste sostanze influenzano il verificarsi di fenomeni di corrosione di strutture metalliche

e delle pareti degli edifici, alterazione dell'acidità delle piogge, irritazione delle vie respiratorie nei soggetti che li inalano, aumento dei fenomeni delle piogge acide e del buco dell'ozono.

Tutte queste sostanze vanno a costituire la componente gassosa delle emissioni inquinanti emesse a camino. Si riportano in tabella (*Tabella 2. 1*) alcuni valori indicativi di emissione di biomasse a confronto con le emissioni di altri tipi di combustibili, comunemente impiegati per il riscaldamento domestico. Per confrontare le emissioni prodotte si fa riferimento alla stessa unità di energia prodotta: la quantità di inquinante emessa per unità di energia prodotta viene detta "fattore di emissione".

combustibile	mg/MJ					g/MJ
	polveri	C _x H _y	CO	NO _x	SO _x	CO ₂
gas naturale	0	5	50	40	0	55.6
gasolio	3.5	15	50	60	100	74.6
olio combustibile	5	10	50	100	140	84.5
biomassa	60	40	500	150	10	-

Tabella 2. 1 Fattori tipici di emissioni dei vari combustibili per uso riscaldamento¹⁴

2.4.2 Ceneri

In aggiunta alle emissioni gassose, viene prodotta come risultato della combustione anche una componente solida data dalle ceneri. Le ceneri sono distinte in funzione della dimensione delle particelle di cui si compongono: ceneri volatili, più leggere e di dimensioni ridotte, contenute nei fumi di scarico; ceneri pesanti, più grossolane, che si depositano nel sotto griglia.

Le ceneri volatili, anche dette particolato, sono definite come un insieme di particelle solide e liquide, sospese in aria, molto eterogeneo per dimensioni, composizione e provenienza, presenti come aerosol, polveri, fumo, nebbie, smog. Si distinguono a loro volta in:

- polveri inalabili PM₁₀, particelle sospese del diametro inferiore ai 10 µm
- polveri respirabili PM_{2,5}, particelle sospese del diametro inferiore ai 2,5 µm.

Anche il particolato ha evidenti effetti nocivi sull'ambiente poiché determina sporco delle superfici esterne degli edifici (le particelle sedimentate possono fungere da nuclei di condensa e successiva corrosione dei materiali), risulta irritante per le vie respiratorie quando viene inalato e si sedimenta.

Le conseguenze dell'emissione di grandi quantità di inquinanti sono evidenti sul piano locale, ma possono assumere importanza globale quando influiscono sull'aumento del verificarsi di fenomeni quali le piogge acide, il buco dell'ozono e soprattutto l'effetto serra di origine antropico. Per cercare di frenare le emissioni e di controllare le ripercussioni che queste hanno sull'ambiente, sono state introdotte numerose norme nazionali ed internazionali. Le normative possono imporre limiti sulla qualità dell'aria indicando le massime concentrazioni ammissibili in

¹⁴ Valori tipici forniti da G. V. Fracastoro, A. M. Barbero, e F. Baccon, «Requisiti tecnici per impianti a cippato superiori a 350 kW».

atmosfera per i vari tipi di inquinanti, oppure possono dare dei limiti sulle emissioni, definendo le quantità massime che gli impianti possono emettere per ogni tipo di inquinante.

Per rispettare i limiti imposti, risulta necessario installare una serie di ausili tecnologici che riducano le emissioni:

- per la riduzione della concentrazione di particolato nei fumi di scarico si utilizzano precipitatori elettrostatici, filtri a manica, filtri ad umido o torri di lavaggio, filtri a ciclone ed a venturi;
- per il controllo delle emissioni di ossidi di azoto NO_x si utilizzano combustori con iniezione di diluente, processi di combustione a stadio, sistemi di riduzione selettiva catalitica;
- per diminuire l'emissione di ossidi di zolfo SO_x si può scegliere di utilizzare combustibili a basso tenore di zolfo, processi di desolforazione preventiva del combustibile, rimozione degli SO_x con sorbenti basici durante o dopo la combustione.

Nella situazione specifica che si sta analizzando, di caldaie alimentate a cippato di legno vergine, risulta particolarmente importante applicare efficaci sistemi di rimozione del particolato presente nei fumi di scarico, oltre che controllare la quantità di zolfo presente nella biomassa combustibile. Le soluzioni tecnologiche disponibili nel mercato si differenziano per principio di funzionamento, efficienza di rimozione, dimensioni, costi iniziali e di esercizio. I filtri maggiormente adottati sono:

- precipitatori elettrostatici (elettrofiltri);
- filtri a manica;
- filtri ad umido (torri di lavaggio);
- filtri a ciclone o a venturi.

I filtri a ciclone sono i dispositivi maggiormente impiegati, per centrali a cippato di legno, per separare la componente delle ceneri volatili dai fumi di scarico in uscita dall'impianto di combustione.

Le emissioni di anidride carbonica, invece, non costituiscono un parametro preoccupante poiché si equilibrano con la CO_2 consumata dai vegetali all'inizio del ciclo di vita.

2.5 Requisiti qualitativi e norme di riferimento

Sulla scia della specifica tecnica CEN/TS 14961 (2005), che definisce a livello europeo la classificazione qualitativa dei biocombustibili solidi, nel 2007 è stata pubblicata in Italia la specifica tecnica UNI/TS 11264 dal titolo "Caratterizzazione di legna da ardere, bricchette e cippato". Dalla normativa europea¹⁵ (*Tabella 2. 2*) è possibile ricavare una serie di aspetti di cui tener conto nella stesura dei contratti di fornitura e delle dichiarazioni di qualità del biocombustibile fornito: principalmente pezzatura e tenore d'umidità.

¹⁵ Analisi della normativa: Francescato, Antonini, e Zuccoli Bergomi, *Manuale pratico. Legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi, compravendita*.


	Origine e provenienza	Biomassa legnosa non contaminata (1.1.1, 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.1.6, 1.2.1.1, 1.2.1.2, 1.2.1.4)	
	Tipologia commerciale		
NORMATIVA	Dimensioni o Pezzatura	Frazione principale >80% (massa)	Frazione fine <5% Frazione grossa <1%
	P 16	3,15 mm ≤ P ≤ 16 mm	< 1 mm > 45 mm, tutto < 85 mm
	P 45	3,15 mm ≤ P ≤ 45 mm	< 1 mm > 63 mm
	P 63	3,15 mm ≤ P ≤ 63 mm	< 1 mm > 100 mm
	P 100	3,15 mm ≤ P ≤ 100 mm	< 1 mm > 200 mm
	Contenuto idrico (M)		
	M20	≤ 20% essiccato	
	M30	≤ 30% stagionato all'aria e adatto ad essere stoccato nel silo	
	M40	≤ 40% non stagionato e non adatto ad essere stoccato nel silo	
	M55	≤ 55%	
M65	≤ 65%		
Contenuto di cenere (%ss)			
A0.7	≤ 0,7%		
A1.5	≤ 1,5%		
A3.0	≤ 3,0%		
A6.0	≤ 6,0%		
A10	≤ 10,0%		

Tabella 2. 2 Specifiche fornite da normativa per il cippato

Per la valutazione del contenuto idrico di un campione di cippato si utilizzano strumenti in grado di valutare la costante dielettrica del materiale, tanto maggiore quanto più elevato è il tenore di umidità del legno. Igrometri dielettrici specifici per il cippato sono capaci di misurare il contenuto di umidità per cippato appartenente alle classi di pezzatura P16 e P45, con umidità massima del 60%. Dopo aver prelevato il campione di cippato da esaminare, per calibrare correttamente lo strumento, il cippato viene versato all'interno di un contenitore e attraversato da un debole campo elettromagnetico: dal modo in cui i chips di legno influiscono sul campo elettromagnetico lo strumento può misurare il contenuto idrico del campione.

La classe di pezzatura del campione, invece, viene stimata attraverso prove in laboratorio, attraverso l'uso di appositi vagli vibranti disposti in serie.

Le principali caratteristiche qualitative del combustibile sono valutate in funzione del tipo di caldaia che questo andrà ad alimentare: pezzatura, tenore di umidità e contenuto di ceneri del cippato devono rispettare le richieste tecniche del generatore termico scelto. Per quanto riguarda caldaie a cippato a griglia fissa è importante utilizzare materiale molto omogeneo con contenuto di umidità non superiore al 30% (M30). Caldaie a cippato a griglia mobile, invece, possono bruciare cippato eterogeneo per composizione e pezzatura, caratterizzato da elevato contenuto di ceneri ed umidità fino al 50-55%.

2.6 Andamenti indicativi dei costi dell'energia

I prezzi di mercato dei vari tipi di combustibili sia legnosi che fossili¹⁶, aggiornati al 2008, sono difficilmente confrontabili poiché espressi con unità di misura differenti e tengono in

¹⁶ Francescato, Antonini, e Zuccoli Bergomi, *Manuale pratico. Legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi, compravendita.*

considerazione poteri calorifici anche molto diversi tra loro. Il parametro che permette di fare un confronto realistico è il costo dell'energia primaria espresso in [€/MWh]: costo dell'energia contenuta nel combustibile prima della conversione in centrale. Si riportano alcune tabelle di confronto del costo dell'energia primaria rispetto al cippato (*Tabella 2. 3*).

	MWh	Prezzo €	Prezzo energia €/MWh	Rapporto
1 t cippato (M30, P45)	3,40	68	20,00	1,00
1 t cippato (M40, P45)	2,81	56	20,00	1,00
1 t legna (M20, P330)	3,98	130	32,66	1,63
1 t Pellet (M10) sfuso	4,70	150	31,91	1,60
1 t Pellet (M10) sacchi 15 kg	4,70	180	38,30	1,91
100 mc Metano "servito"	1,00	70	70,00	3,50
1 t Gasolio per serre	11,7	448	38,39	1,92
1 t Gasolio da riscaldamento	11,7	863	73,95	3,70
1000 l GPL (bombola proprietà)	6,82	1020	149,56	7,48
	MWh	Prezzo €	Prezzo energia €/MWh	Rapporto
1 t cippato (M30, P45)	3,40	85	25,00	1,00
1 t cippato (M40, P45)	2,81	70	25,00	1,00
1 t legna (M20, P330)	3,98	130	32,66	1,31
1 t Pellet (M10) sfuso	4,70	150	31,91	1,28
1 t Pellet (M10) sacchi 15 kg	4,70	180	38,30	1,53
100 mc Metano "servito"	1,00	70	70,00	2,80
1 t Gasolio per serre	11,7	448	38,39	1,54
1 t Gasolio da riscaldamento	11,7	863	73,95	2,96
1000 l GPL (bombola proprietà)	6,82	1020	149,56	5,98

Tabella 2. 3: Costi dell'energia primaria a confronto rispetto al cippato

Il confronto tra l'andamento dei prezzi dell'energia prodotta da combustibili fossili e combustili legnosi, risulta di difficile valutazione, soprattutto per il mancato monitoraggio dei prezzi, a livello nazionale o regionale.

Si possono soltanto fare delle stime sulle variazioni di prezzo: nel caso del cippato si tengono in considerazione i prezzi applicati per alcuni contratti di fornitura di impianti termici medio-piccoli, riforniti a cippato M30, P45. Il grafico permette un confronto diretto tra l'andamento dei prezzi del cippato e quello di altri tipi di combustibili fossi e rinnovabili (Figura 2. 6).

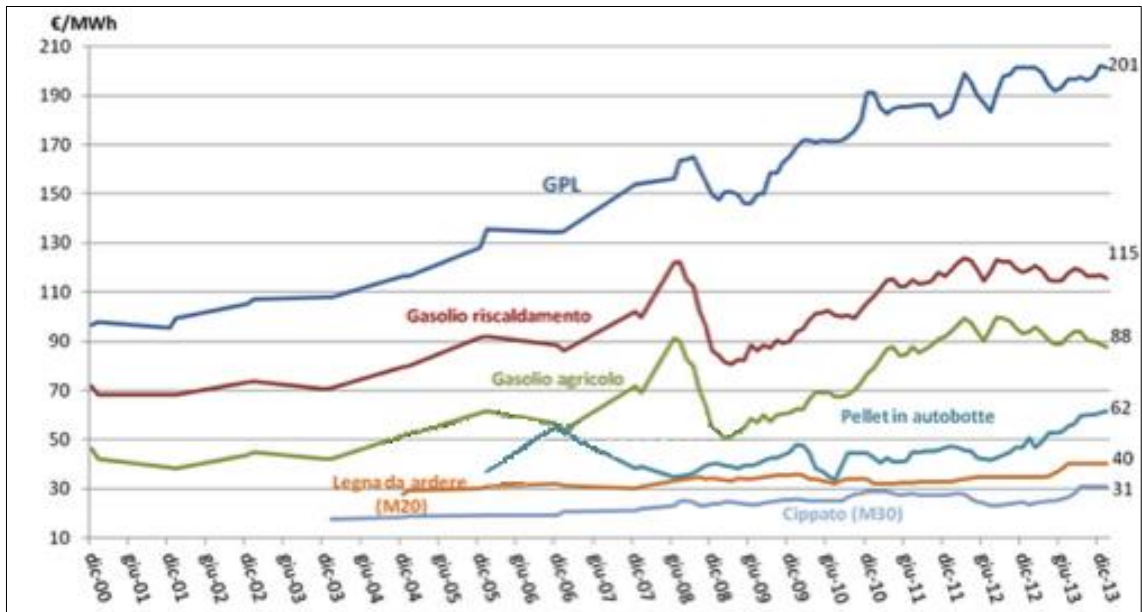


Figura 2. 6: Costo dell'energia primaria nel periodo 2000-2014 (IVA esclusa)¹⁷

¹⁷ Grafico fornito da AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali, «Andamento del costo dell'energia primaria (2000-2014)».

Capitolo 3

Impianti di produzione alimentati a cippato

3.1 Energia termica da centrali a biomassa

Le biomasse possono trovare impiego in impianti generatori di energia, di piccole o grandi dimensioni: dalla valorizzazione della biomassa, indipendentemente della forma in cui si presenta, è possibile produrre energia termica e/o energia elettrica. Nell'immaginario collettivo viene spontaneo pensare alla biomassa come fonte di energia termica, meno immediato è il collegamento tra questa fonte rinnovabile e le grandi centrali di produzione di energia elettrica.

La legna infatti è stata, nel corso dei secoli, il primo combustibile utilizzato dall'uomo per riscaldarsi. Attualmente sono diffusi diversi sistemi generatori di calore da biomassa, che assumono connotazioni anche molto diverse tra loro a seconda della taglia e del tipo di combustibile di alimento.

In funzione dell'energia utile prodotta si definiscono caldaie per il riscaldamento di singoli ambienti da circa 5-10 kW, caldaie per il riscaldamento di singole unità abitative da 10-20 kW, sistemi per il riscaldamento di interi edifici, anche di notevoli dimensioni, con potenze termiche a partire da 100 kW, fino a grandi impianti per reti di teleriscaldamento con potenze dell'ordine di alcuni MW¹⁸.

Quando si parla di impianti per la produzione di energia termica di piccole dimensioni, si considerano forniture di combustibile di migliore qualità e di maggiore facilità d'uso come il pellet, generalmente anche con costi superiori. Al contrario per impianti con taglia più elevata si può facilmente utilizzare cippato, in genere costituito da scarti dei processi di lavorazione del legno e dalla manutenzione dei boschi, ma anche proveniente dalla lavorazione di legno vergine.

3.1.1 Cippato per caldaie a biomassa

Le caldaie a cippato di legno, già descritte nel capitolo precedente, sono largamente diffuse come organi di generazione di energia sotto forma di calore.

Il combustibile impiegato a tale scopo è caratterizzato da elevata eterogeneità nei materiali e nelle dimensioni degli stessi: questo aspetto è la causa di maggiore complicazione impiantistica a carico dei sistemi di regolazione e controllo, rispetto ad altre caldaie che bruciano biomassa omogenea. Il cippato utilizzato per la combustione ha dimensioni di circa 4-6 cm, viene alimentato nella camera di combustione mediante l'uso di una coclea comandata dal sistema di regolazione e controllo.

Per garantire alimentazione costante dell'impianto, è necessario riservare uno spazio di dimensioni elevate per ospitare un sito di stoccaggio: gli impianti necessitano di grandi quantità di cippato poiché è caratterizzato da potere calorifico minore e volume specifico maggiore rispetto ad altri combustibili legnosi, come il pellet. Qualora sia possibile dimensionare

¹⁸ Classificazione e valori riportati (utilizzati anche nei paragrafi successivi) sono proposti da Cocco, Palomba, e Puddu, «Capitolo 5. L'energia delle biomasse».

correttamente il volume del sito di stoccaggio, si garantisce l'autonomia di funzionamento richiesta per l'impianto stesso.

I costi di approvvigionamento del combustibile cippato sono molto variabili in funzione della zona di provenienza della materia prima e del tipo di lavorazioni necessarie per ottenere una buona miscela combustibile. Generalmente il costo del cippato oscilla tra 0,03 €/kg e 0,01 €/kg.

3.2 Energia elettrica da centrali a biomassa

Considerando invece impianti di produzione di energia elettrica da biomassa ligno-cellulosica, di più recente sviluppo e diffusione, si parla di impianti principalmente a combustione interna. Gli impianti maggiormente diffusi sono di tipo a vapore, oppure sono impiegati anche impianti con motori Stirling o a ciclo Rankine operanti con fluidi organici. I generatori a combustione interna richiedono la lavorazione della biomassa attraverso processi di gassificazione, per sfruttare successivamente il syngas prodotto in turbine a gas e motori alternativi.

Attualmente le uniche tecnologie disponibili per impianti di medio-grande taglia (a partire da 10 MW) sono quelli tradizionali a vapore. Per medie potenze sono impiegati generatori a fluidi organici (ORC, Organic Rankine Cycle); per impianti di piccola taglia dell'ordine di 10-50 kW, si trovano in commercio anche motori a ciclo Stirling. In funzione della potenza nominale che si vuole fornire all'utenza, si sceglie la tecnologia più appropriata per sfruttare in modo ottimale la biomassa disponibile. Tutte le tecnologie che sfruttano i processi di gassificazione, seppur promettenti in termini di rendimento, non hanno ancora raggiunto il grado di maturazione necessario per essere sfruttate ai fini industriali.

Le specie vegetali più adatte alla conversione termochimica sono le biomasse residuali, soprattutto per l'importanza di recuperare materiale di scarto, tutte le biomasse ricche di lignina e cellulosa riconducibili a specie vegetali a ciclo di crescita annuale, specie perenni a raccolta annuale, coltivazioni arboree a crescita rapida. Per quanto riguarda la nostra zona climatica risultano di rilevanza fondamentale il pioppo ed il miscanto.

3.2.1 Centrali termoelettriche a vapore

Le centrali termoelettriche convenzionali a vapore, studiate per essere alimentate a biomassa, operano in genere con potenze elettriche nette dell'ordine di 10-20 MW e rendimenti intorno al 25-28%. Si potrebbero ottenere valori di rendimento maggiori, solamente con impianti di potenza nettamente superiore (300-400 MW), i quali non sono di fatto realizzabili per i notevoli problemi di approvvigionamento e stoccaggio del combustibile necessario al loro stesso funzionamento.

La tecnologia per la conversione, utilizzata negli impianti a vapore, è stata negli anni ampiamente collaudata, ma risente dei bassi rendimenti energetici: questo problema è dovuto ai bassi valori dei parametri termodinamici del ciclo a vapore ed alla semplicità dell'impianto stesso, per contenere i costi di investimento in impianti a potenza nominale relativamente bassa.

Un tradizionale impianto a vapore prevede un solo spillamento per l'alimentazione del degasatore (eventualmente si prevede un secondo spillamento rigenerativo), non si prevede il processo di surriscaldamento del vapore durante il processo. Il vapore surriscaldato viene fornito ad una

pressione di circa 40-60 bar e ad una temperatura attorno ai 450-480 °C. Il condensatore in genere opera con temperatura di saturazione di 40-50 °C.

Il combustore utilizzato è quasi sempre di tipo a griglia, anche se di recente si stanno diffondendo combustori a letto fluido, che lavorando a temperature di combustione inferiori, permettono di ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera.

Per quanto riguarda gli accorgimenti per la riduzione degli inquinanti dai fumi di scarico, si privilegia l'installazione di sezioni per l'abbattimento del particolato, solo in alcuni casi è presente un sistema catalitico di riduzione selettiva degli NO_x.

3.3 Impianti cogenerativi

Le biomasse ligno-cellulosiche possono essere valorizzate anche attraverso impianti per la produzione sia di energia elettrica, che di energia termica: questi sistemi vengono propriamente chiamati impianti cogenerativi.

“Un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore è un sistema integrato che converte l'energia primaria di una qualsivoglia fonte di energia nella produzione congiunta di energia elettrica e di energia termica (calore), entrambe considerate effetti utili, conseguendo, in generale, un risparmio di energia primaria ed un beneficio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica. ... La produzione di energia meccanica o elettrica e di calore deve avvenire in modo sostanzialmente interconnesso, implicando un legame tecnico e di mutua dipendenza tra produzione elettrica e utilizzo in forma utile del calore, anche attraverso sistemi di accumulo. Il calore generato viene trasferito all'utilizzazione, in forme diverse, tra cui vapore, acqua calda, aria calda, e può essere destinata a usi civili di riscaldamento, raffrescamento o raffreddamento o a usi industriali in diversi processi produttivi. ...”¹⁹

Esistono numerose soluzioni impiantistiche di tipo cogenerativo: nel caso di utilizzo delle biomasse legnose come combustibile, la soluzione maggiormente adottata è la turbina a condensazione a estrazione di calore. La turbina a vapore produce come primo risultato l'energia elettrica, in secondo luogo, dall'asportazione di calore di recupero dal vapore in uscita dalla turbina stessa, permette di ricavare energia termica. Il rendimento di questo tipo di processo generalmente si attesta intorno al 45%.

3.4 Confronto con impianti alimentati a gas naturale

Impianti per la produzione separata di energia elettrica o calore, come pure impianti cogenerativi, possono essere alimentati da diversi tipi di combustibili. Ai fini di questo studio si pone maggiore attenzione sulle tecnologie e sulle condizioni di funzionamento di impianti alimentati a biomassa (cippato).

Un altro combustibile utilizzato su larga scala in centrali di generazione di questo tipo, è il gas naturale (comunemente chiamato metano): questo combustibile molto versatile viene impiegato sia in grandi centrali, tra cui anche centrali a servizio di reti di teleriscaldamento, sia in centrali di

¹⁹ Stoppato, «Cogenerazione».

piccole dimensioni, come le caldaie ad uso domestico. Data l'ampia diffusione ed i numerosi vantaggi che caratterizzano questa fonte energetica, risulta importante sviluppare un confronto tra gas naturale e cippato: si cerca di evidenziare i punti critici del cippato di legno nei confronti del tradizionale impiego di metano.

3.4.1 Vantaggi e criticità nell'uso di cippato o gas naturale in impianti termici

Tra i diversi tipi di impianti termici e cogenerativi, i più utilizzati sono alimentati a gas naturale oppure a biomassa; per questo motivo in questo paragrafo verrà fatto un confronto tra centrali a gas dotate di microturbine (a gas) e centrali a combustione di cippato, ai fini di evidenziarne i punti di forza, come le criticità.

Un sistema di produzione a gas naturale viene alimentato facilmente attraverso la rete di distribuzione del metano, largamente diffusa sul territorio nazionale: l'approvvigionamento del combustibile in continuo è di facile gestione. Per quanto riguarda, invece la fornitura di cippato, per centrali a biomassa le fasi di raccolta, trasporto e stoccaggio del combustibile risultano dispendiose (in termini economici ed energetici) e perciò si cerca di privilegiare impianti situati in prossimità delle sedi di raccolta.

La soluzione tecnologica delle microturbine a gas presenta le seguenti caratteristiche²⁰:

- compattezza del sistema di generazione;
- elevati rendimenti elettrici e termici sia a pieno carico, che a carichi ridotti (buone prestazioni anche a carico parziale);
- basse emissioni inquinanti;
- lunga vita utile dell'impianto e manutenzione limitata;
- affidabilità e sicurezza;
- flessibilità nella scelta del combustibile da adottare;
- costi d'investimento elevati;
- prestazioni facilmente influenzate dalle condizioni ambientali (temperatura e pressione);
- soluzione non ottimale per frequenti partenze ed arresti.

Per quanto riguarda, invece l'utilizzo di una caldaia alimentata a cippato, gli aspetti significativi²¹ sono i seguenti:

- soluzione impiantistica matura;
- buoni rendimenti di generazione;
- facilità di manutenzione e sicurezza dell'impianto;
- possibilità di valorizzazione energetica di biomassa residuale e scarti da produzione industriale (possibilità di instaurare circoli virtuosi di recupero delle biomasse residuali);
- costi di investimento contenuti;
- alta inerzia termica che determina variazioni di carico lente;
- scarsa capacità di modulazione del carico;

²⁰ Valutazione generale ripresa da nextville - Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica, «Energia elettrica e calore dal gas naturale e dal biogas».

²¹ Caratteristiche principali riportate da Guida informatica sulle caldaie, «Caldaie a biomassa».

- emissioni inquinanti anche sotto forma di ceneri e polveri volatili, quindi necessità di installazione di filtri e sistemi di controllo dei fumi;
- alimentazione meccanica del combustibile, che necessita di frequente manutenzione.

A fronte di questi dati tecnici risulta chiaro come la scelta di adottare una soluzione impiantistica a cippato di legno sia vincolata ad un accurato studio della disponibilità di combustibile nel territorio circostante la centrale ed alla valutazione dell'instaurazione di un circolo virtuoso che permetta di sfruttare al meglio questa fonte energetica rinnovabile. Dal punto di vista puramente tecnico le microturbine garantiscono un funzionamento più efficiente in condizioni di variazione di carico: questo è un elemento da non trascurare poiché le reti di teleriscaldamento presentano frequenti oscillazioni nella curva di domanda. Nel caso di impianti a biomassa si può risolvere il problema della scarsa capacità di modulazione attraverso l'inserimento di un sistema di accumulo. La scelta di adottare centrali a cippato rientra nei programmi di incentivo all'uso delle energie rinnovabili, promossi a livello internazionale; può infatti determinare notevoli vantaggi grazie alla creazione di nuovi posti di lavoro per la filiera di raccolta e valorizzazione delle biomasse legnose. I benefici sono anche di tipo ambientale se si sceglie di adottare programmi di gestione sostenibile delle risorse agroforestali con valorizzazione e recupero di territori collinari e montani.

Capitolo 4

Reti di Teleriscaldamento

4.1 Definizione

Un sistema di teleriscaldamento²² (Figura 4. 1) è costituito da una rete di trasporto del calore generato da una centrale di produzione; questo permette di servire in contemporanea molteplici utenze. Le dimensioni dell'intera rete di teleriscaldamento possono variare molto: si parte dalla fornitura di energia termica per un quartiere residenziale o una zona circoscritta di piccole dimensioni, per poi crescere fino a garantire l'alimentazione di un'intera città.

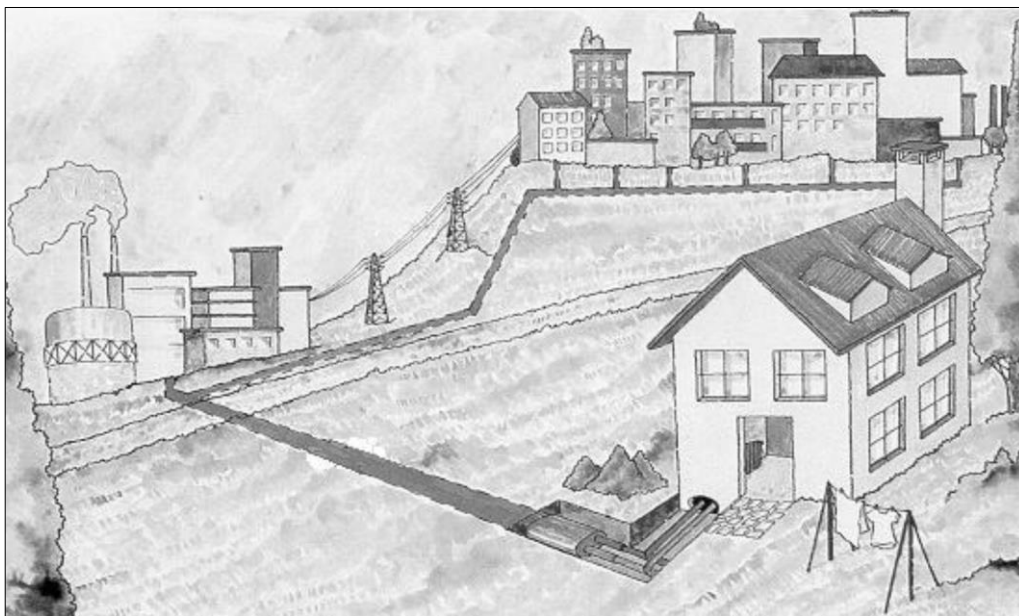


Figura 4. 1: Esempio di teleriscaldamento (TLR)

I sistemi di teleriscaldamento urbano, detti anche TLR, si presentano come un'importante opportunità di utilizzo razionale dell'energia primaria e di contenimento della spesa energetica, come pure di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e di controllo dell'inquinamento locale. Le centrali di teleriscaldamento, infatti, oltre che sostituire i piccoli impianti domestici con un unico generatore con rendimento nettamente superiore, permettono di lavorare più facilmente in cogenerazione oppure di sfruttare le fonti rinnovabili.

Il rendimento del sistema di conversione energetica presenta rendimenti elevati poiché, per rispondere alla curva di domanda delle utenze, lavora a livelli di potenza superiori a quelli dei sistemi tradizionali: impianti di grande taglia sono molto più efficienti rispetto a tanti impianti di taglia ridotta diffusi tra i diversi utenti. Un unico impianto di grandi dimensioni permette di

²² Definizione e seguente analisi delle componenti di una rete di teleriscaldamento (rete, tubazioni, studio di fattibilità) estrapolate dal testo di Caminiti et al., *Elementi di linee guida per la promozione dei sistemi di teleriscaldamento*.

risparmiare quindi energia in termini di fonti fossili (o fonti rinnovabili), che altrimenti i singoli utenti consumerebbero per alimentare i propri impianti domestici. Un'ulteriore riduzione dei consumi di fonti fossili si ottiene prevedendo la realizzazione di impianti di tipo cogenerativo per la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica. Se l'input della centrale di produzione è una fonte rinnovabile, come nel caso dello sfruttamento delle biomasse ligno-cellulosiche, preso in esame in questo studio, si ha totale sostituzione del combustibile fossile originariamente impiegato.

La riduzione del consumo di fonti fossili rientra nel piano di salvaguardia delle condizioni ambientali e climatiche del Pianeta e favorisce lo sviluppo e la diffusione di impianti alimentati a fonti rinnovabili con riduzione di emissioni inquinanti.

4.2 Vantaggi del sistema di teleriscaldamento

I vantaggi nell'adottare un sistema di teleriscaldamento in sostituzione ai sistemi tradizionali distribuiti sono innumerevoli, sia per la città, sia per i singoli utenti.

L'eliminazione di caldaie di edificio e di appartamento permette di annullare fonti di rischio per la pubblica sicurezza come esplosioni ed incendi. Intervenendo nel settore dei consumi termici, solitamente caratterizzato da bassa efficienza nell'utilizzo dell'energia, si migliora il processo di valorizzazione energetica dei combustibili primari e si garantisce la presenza di maggiore competenza tecnica da parte del gestore del servizio e di un progetto di risparmio energetico efficace. Inoltre la creazione di un'azienda di gestione del nuovo servizio energetico produce a livello locale occupazione e sviluppo.

Il teleriscaldamento non presenta solo vantaggi collettivi per la città, ma anche vantaggi per gli utenti che decidono di allacciarsi alla rete. Il primo vantaggio è rappresentato dal risparmio economico in bolletta, rispetto ai sistemi tradizionali, per il consumo di calore effettivamente consumato. Molto importante risulta sottolineare che ad essere fornito all'utenza è un servizio finale, non un combustibile che deve essere convertito tramite processo di combustione in caldaia. Il servizio di fornitura del calore tramite la rete di distribuzione gestita da un ente competente permette al singolo utente di:

- pagare al contatore l'energia termica assorbita;
- regolare la durata del riscaldamento in funzione delle proprie esigenze;
- evitare i costi per l'acquisto e la manutenzione ordinaria e straordinaria delle caldaie di edificio;
- ricavare maggiori spazi utili nell'edificio poiché il volume dello scambiatore di calore è notevolmente ridotto rispetto a quello occupato dalla tradizionale caldaia e non necessita di accorgimenti aggiuntivi per la messa in sicurezza del locale (prese d'aria, tiraggi).

Grazie al ridotto consumo di energia primaria, anche la dipendenza energetica dell'intera rete garantisce minore volatilità delle tariffe, che potrebbero condizionare in modo considerevole i costi in bolletta.

Un ultimo vantaggio, non meno importante, interessa la quantità di inquinanti immessi in atmosfera: trattandosi di un unico grande impianto di generazione, di grande taglia e migliore efficienza di combustione, nonché dotato di migliori e più efficienti sistemi di abbattimenti e

cattura di sostanze inquinanti, si ha una riduzione delle emissioni inquinanti a livello locale di NO_x, SO₂ e particolato, ma anche delle emissioni inquinanti a livello globale, quindi principalmente di CO₂.

4.3 Diffusione in Italia

Secondo i dati raccolti dall'AIRU²³ (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano) e dal GSE²⁴ (Gestore Servizi Energetici), nel 2013 l'energia termica prodotta da impianti asserviti a reti di teleriscaldamento è pari a 11.270 GWh: di questi solamente 9.331 GWh vengono erogati all'utenza sotto forma di calore, i restanti 1.938 GWh sono persi a causa delle dispersioni termiche lungo le reti di distribuzione (il 17% dell'energia prodotta viene dispersa in ambiente). Lo sviluppo del teleriscaldamento in Italia è iniziato in ritardo rispetto ad altri Paesi europei a causa di condizioni climatiche mediamente meno rigide, se paragonate a quelle dei Paesi del nord Europa, ed alla larga diffusione di metanodotti in tutto il territorio nazionale. Nel corso degli ultimi 15 anni però, la diffusione di questa tecnologia è stata oggetto di una notevole crescita (Figura 4. 2), che continua ancora oggi.

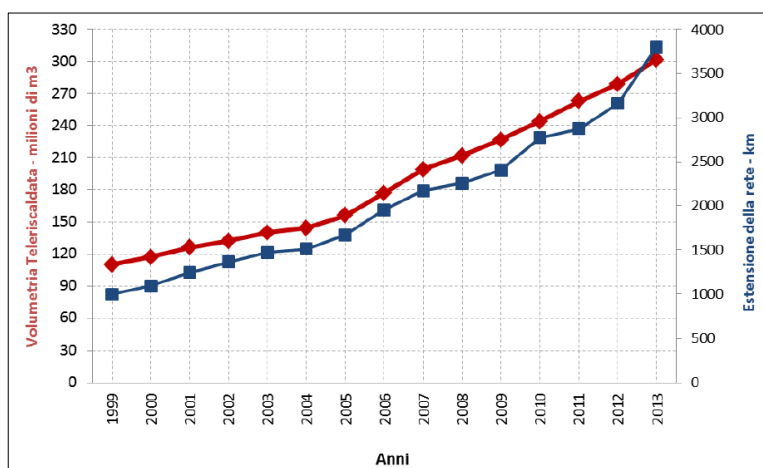


Figura 4. 2 Andamento della volumetria e dell'estensione della rete di teleriscaldamento

Le reti di teleriscaldamento presenti sul territorio nazionale sono concentrate quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali del Paese: il 78% dell'energia termica da teleriscaldamento viene distribuito in tre regioni (Piemonte, Lombardia e Trentino Alto Adige). Lo stato attuale di diffusione del teleriscaldamento in Italia viene riassunto dai dati raccolti nelle seguenti figure (Tabella 4. 1; Figura 4. 3), aggiornati al 2013.

²³ AIRU-LEGAMBIENTE, «Il teleriscaldamento in Italia. Stato attuale e potenzialità di sviluppo. Scenario dei benefici energetici ed ambientali»; AIRU-LEGAMBIENTE, «Teleriscaldamento. Il rapporto».

²⁴ Gestore dei Servizi Energetici (GSE), «Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento».

Comuni teleriscaldati	n.	199		
Volumetria Complessiva Riscaldata*	Mm3	302		
Lunghezza delle reti di distribuzione*	km	3.807		
Energia Termica Erogata	MWht	9.331.310		
Residenziale	"	5.988.980	% sul totale	64%
Terziario	"	2.677.505	"	29%
Industriale	"	209.512	"	2%
Usi di processo	"	455.313	"	5%
Energia Frigorifera Erogata*	MWht	101.608		
Terziario	"	99.832	% sul totale	98%
Residenziale	"	1.337	"	1%
Industriale	"	439	"	0%
Perdite	MWht	1.938.267	% sulla prodotta	17%
Energia Termica Prodotta	MWht	11.269.578		
FOSSILI no CHP	"	2.533.322	% sul totale	22%
FOSSILI CHP	"	5.558.365	"	49%
FER no CHP	"	1.209.271	"	11%
FER CHP	"	441.811	"	4%
RIFIUTI no CHP**	"	5.006	"	0%
RIFIUTI CHP**	"	1.521.802	"	14%
Impianti Efficienti	n.	153	MWht	8.141.830
FER > 50%	"	113	"	1.482.006
CHP > 75%	"	18	"	5.104.773
SIA CHP > 75 % SIA FER > 50%	"	13	"	236.764
COMBINAZIONE > 50%	"	9	"	1.318.288
Impianti non Efficienti	n.	46	MWht	3.127.747

* Fonte: solo AIRU
** Laddove necessario per le elaborazioni, la frazione biodegradabile dei rifiuti è considerata pari al 50%

Tabella 4. 1 Schema riassuntivo delle reti di teleriscaldamento presenti in Italia al 2013

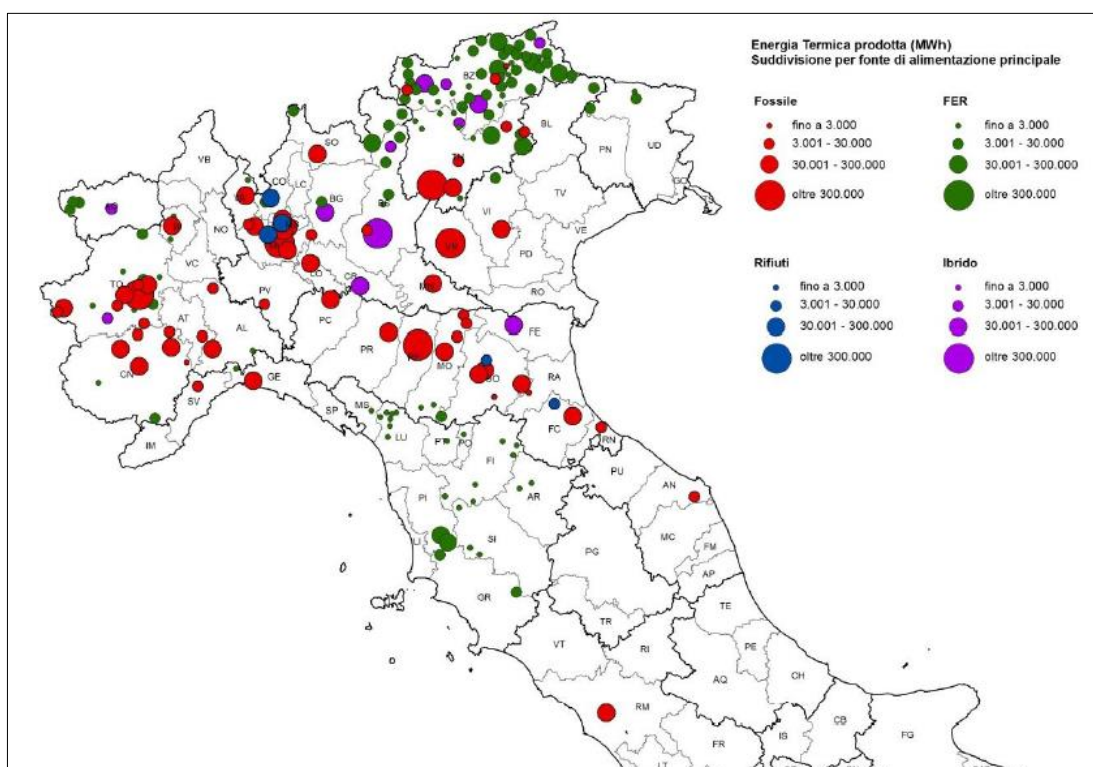


Figura 4. 3 Distribuzione geografica dell'energia termica erogata da TLR con suddivisione per fonte di alimentazione principale (2013)

Il 95% dell'energia erogata dalle reti di teleriscaldamento è impiegata per il riscaldamento di ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS); solo il 5% è erogato come calore di processo per il settore industriale. Come rappresenta il seguente diagramma (*Figura 4. 4*), la maggior parte dell'energia termica fornita per riscaldamento ed ACS viene utilizzata dal settore residenziale, mentre i benefici per il settore industriali sono marginali.

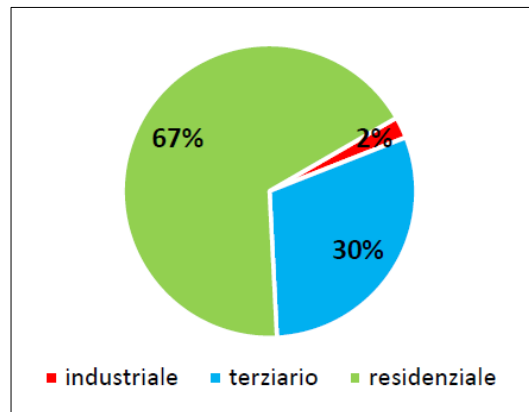


Figura 4. 4 Energia termica erogata per settore nel 2013

L'energia in input alle reti di teleriscaldamento si divide tra fonti rinnovabili, che nel loro complesso coprono il 19% del fabbisogno, e fonti fossili, che costituiscono l'81%. In particolare la fonte principale è il gas naturale che ricopre il 77% del totale input energetico; i rifiuti solidi urbani (RSU) sono il secondo combustibile più usato con l'11,3%; seguono le biomasse (solide, liquide e gassose) al 7,3%; il carbone e la geotermica si posizionano agli ultimi posti coprendo rispettivamente il 2,4% e lo 0,8% (*Figura 4. 5*).

Per quanto riguarda, invece, la produzione di energia termica, si riporta la distinzione in percentuale tra energia prodotta da fonti fossili, tuttora predominante, ed energia generata da fonti energetiche rinnovabili (FER) (*Figura 4. 6*).

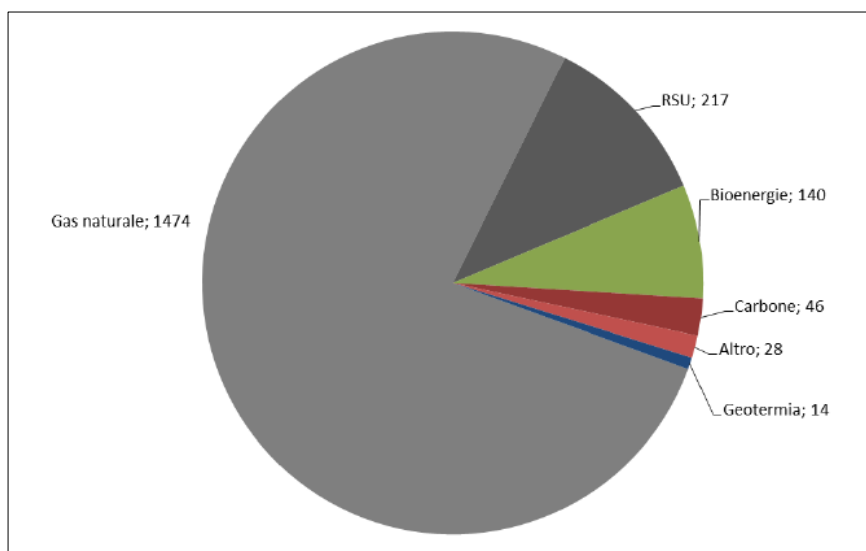


Figura 4. 5 Fonti energetiche utilizzate per le reti di TLR nel 2013 [ktep]

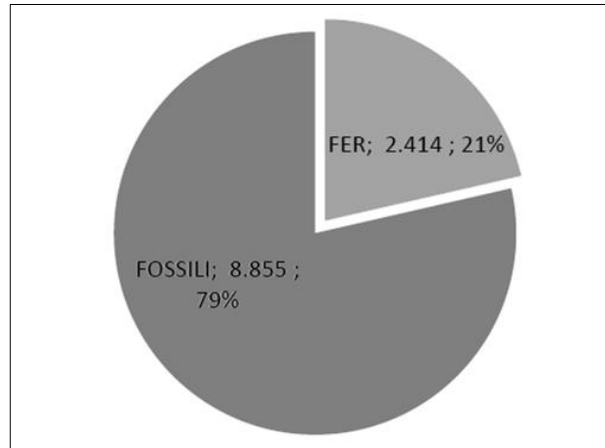


Figura 4. 6 Energia termica prodotta da impianti asserviti a reti di TLR [GWh, e %]

Gli impianti a biomassa, analizzati in questo studio, asserviti a reti di teleriscaldamento, costituiscono solo una piccola parte del panorama tecnologico installato in Italia. Nonostante la presenza sul territorio sia così esigua, questi impianti rispondono all'esigenza sempre crescente di sfruttamento delle fonti rinnovabili: l'aumento della produzione di calore da biomassa o da altre fonti rinnovabili è uno degli obiettivi per gli investimenti in ambito di tutela ambientale ed efficienza energetica.

Secondo stime del 2012 la diffusione di reti di teleriscaldamento ha permesso di ottenere in Italia un risparmio di energia primaria fossile di circa 478.000 tep, corrispondente al 25% dell'energia consumata dai sistemi di produzione convenzionali sostituiti. A questo dato si aggiunge la valutazione della riduzione di gas serra emessi in atmosfera: le emissioni evitate di CO₂ sono attorno alle 1,528 Mt.

4.4 Fonti energetiche per i principali impianti

Il calore distribuito attraverso le reti di teleriscaldamento può essere prodotto attraverso centrali di generazione alimentate da diversi tipi di combustibili (Figura 4. 7): combustibili fossili come prodotti petroliferi, gas naturale e carbone impiegati in impianti cogenerativi; fonti rinnovabili che possono essere energia solare, geotermia, biomassa e frazione combustibile dei rifiuti (RSU); reflui industriali.

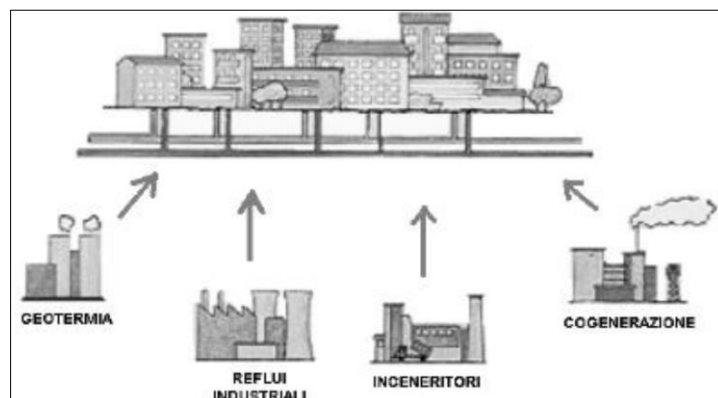


Figura 4. 7: Fonti di calore utilizzabili per alimentare una rete di teleriscaldamento

A livello internazionale, le fonti maggiormente utilizzate per le centrali di teleriscaldamento sono il carbone ed il gas naturale; in aumento sono gli impianti per la combustione di rifiuti solidi urbani (RSU) e di biomasse.

In questo specifico studio si concentra l'attenzione sugli impianti di teleriscaldamento che impiegano biomassa. La principale biomassa per uso energetico è costituita da legna da ardere e da residui legnosi ottenuti dalle lavorazioni agricole o industriali. La scelta di utilizzare biomassa ligno-cellulosica riduce la dipendenza di un territorio dalle importazioni di combustibili fossili; inoltre, trattandosi di una fonte energetica rinnovabile, comporta notevoli vantaggi ambientali. L'utilizzo di sostanza legnosa permette di valorizzare le risorse agro-forestali del territorio e di incrementare il reddito delle attività agricole. Potrebbe comportare anche alcune complicazioni per costi elevati e difficoltà organizzative in conseguenza della notevole dispersione sul territorio della loro produzione: molto spesso gli elevati costi per il trasporto limitano il raggio di utilizzazione delle risorse.

Le tecnologie di valorizzazione della materia prima adottata sono state ampiamente sviluppate e risultano oggi affidabili e mature. In prospettiva, si può prevedere un futuro incremento della diffusione di impianti di questo tipo per ricoprire un ruolo nel panorama energetico più significativo di quello attuale, sempre tenendo in considerazione le effettive risorse disponibili sul territorio.

4.5 Tecnologie di produzione

Il calore da fornire alle utenze attraverso la rete di teleriscaldamento può essere prodotto da impianti a produzione semplice, che forniscono solamente calore, oppure da impianti a produzione combinata (cogenerativi), che forniscono sia calore che energia elettrica.

Al primo gruppo di impianti appartengono le caldaie per la produzione di calore sotto forma di vapore, acqua calda, acqua surriscaldata, olio diatermico. Gli impianti cogenerativi, attualmente maturi in termini di tecnologia impiegata, utilizzano i seguenti processi: ciclo a vapore a spillamento oppure a contropressione, motore a combustione interna, turbina a gas, ciclo combinato. Esistono anche alcune tecnologie non ancora impiegabili su larga scala, poiché non hanno ancora raggiunto un livello sufficiente di maturazione tecnologica: si tratta per lo più di celle a combustibile e microturbine²⁵.

Per quanto riguarda le tecnologie per la produzione di sola energia termica, il processo di combustione avviene in caldaie caratterizzate da appositi accorgimenti, in relazione alla scelta del combustibile. La tecnologia utilizzata risulta matura e affidabile: è possibile utilizzare questi processi anche in impianti di produzione a potenza nominale molto elevata.

Per gli impianti cogenerativi, invece, i processi di conversione applicabili sono molto diversi tra loro; non tutti presentano lo stesso grado di maturità tale per cui potrebbero essere applicati su larga scala.

²⁵ Descrizione delle diverse tecnologie ripresa da Caminiti et al., *Elementi di linee guida per la promozione dei sistemi di teleriscaldamento*.

4.5.1 Motore a combustione interna

Un primo tipo di impianti prevede l'impiego di motori a combustione interna (*Figura 4. 8*): grandi motori diesel di derivazione navale, alimentati a gasolio oppure motori a ciclo Otto, alimentati a gas naturale. Questi sistemi consentono di ottenere buone prestazioni anche per impianti di taglia medio-piccola, ma non risultano molto adatti allo sfruttamento di biomassa ligno-cellulosica.

Nelle applicazioni cogenerative per teleriscaldamento si ricava la componente termica dai gas di scarico e dal raffreddamento dei cilindri e dell'olio; il prodotto utile principale prodotto quindi è l'energia elettrica.

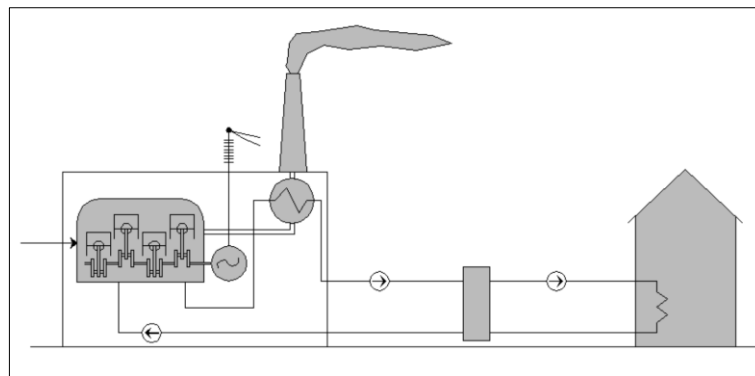


Figura 4. 8: Schema di cogenerazione con motore a combustione interna

4.5.2 Caldaia e turbina a vapore

Un altro gruppo di impianti sfrutta la composizione caldaia-turbina a vapore: nel caso di impianti di teleriscaldamento può lavorare con spillamento (*Figura 4. 9*) oppure a contropressione (*Figura 4. 10*). Lavorando con un processo a spillamento si prevede l'estrazione di parte del vapore prima che questo completi il processo di espansione in turbina; nel processo a contropressione invece si impiega il vapore in uscita dalla turbina, dopo il completamento della fase di espansione. In entrambi i casi si sottrae energia al processo di produzione elettrico.

La prima soluzione è preferibile per ottenere maggiore flessibilità operativa rispetto alle variazioni del carico; la seconda soluzione però garantisce migliore resa complessiva.

I vantaggi principali nell'utilizzo di questa tecnologia sono:

- elevati rendimenti;
- possibilità di sfruttare combustibili meno pregiati;
- elevata affidabilità di esercizio.

Gli svantaggi sono l'inadeguatezza del sistema per piccole installazioni e la limitata flessibilità al variare delle domande di calore ed energia elettrica.

Questa soluzione impiantistica è la più appropriata e la più efficiente per lo sfruttamento di biomassa, in particolare per la combustione di cippato.

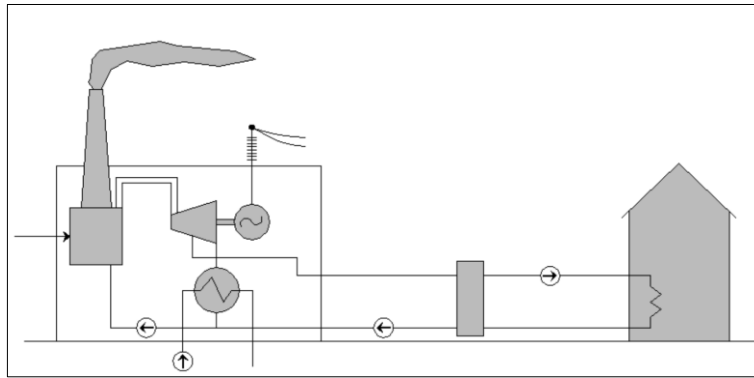


Figura 4. 9: Schema di cogenerazione con ciclo a vapore con spillamento

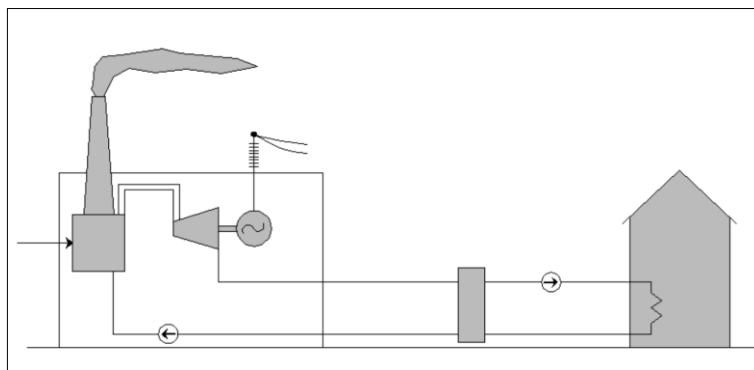


Figura 4. 10: Schema di cogenerazione con ciclo a vapore in contropressione

4.5.3 Turbina a gas

Le turbine a gas (*Figura 4. 11*) sono particolarmente adatte per la produzione di energia elettrica in condizioni di picco del carico grazie alla rapidità di messa in produzione.

Nel caso di impiego di questa tecnologia per alimentare una rete di teleriscaldamento, si utilizza l'elevata temperatura dei gas di scarico in caldaie a recupero per la produzione di vapore, o raramente di acqua calda.

L'alimentazione delle turbine in genere viene fatta con gas naturale; i combustibili lignei, messi in evidenza in questo studio, non possono essere impiegati a tale scopo.

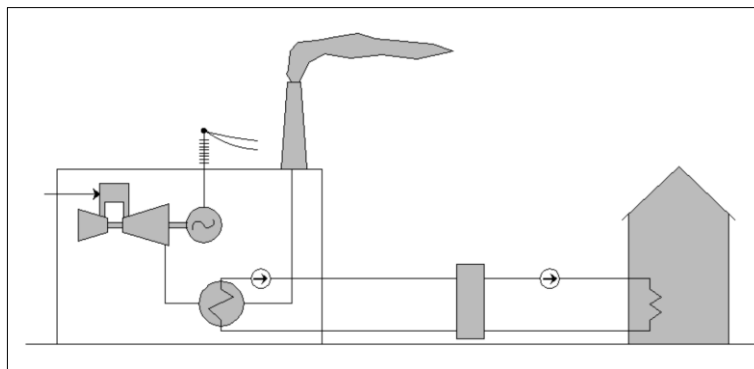


Figura 4. 11: Schema di cogenerazione con turbina a gas

4.5.4 Ciclo combinato

Altri sistemi di generazione attualmente considerati maturi sono i cicli combinati: questi abbinano le turbine a gas con il ciclo a vapore (Figura 4. 12). Il gas di scarico della turbina fornisce calore ad una caldaia a recupero in cui si produce vapore ad alta pressione. Le turbine sono associate a generatori elettrici e garantiscono alti rendimenti.

Il calore residuo estratto dalle turbine può essere impiegato per l'alimentazione di sistemi di teleriscaldamento con soluzioni a contropressione oppure a spillamento; questi interventi riducono inevitabilmente la produzione di energia elettrica, ma l'impianto acquisisce importante flessibilità per la produzione cogenerativa (elettricità e calore) in funzione delle esigenze dell'utenza. La flessibilità di questo tipo di impianto garantisce una valorizzazione efficiente del combustibile consumato, che può essere di vario tipo: anche l'impiego di cippato permette di soddisfare le richieste dell'utenza.

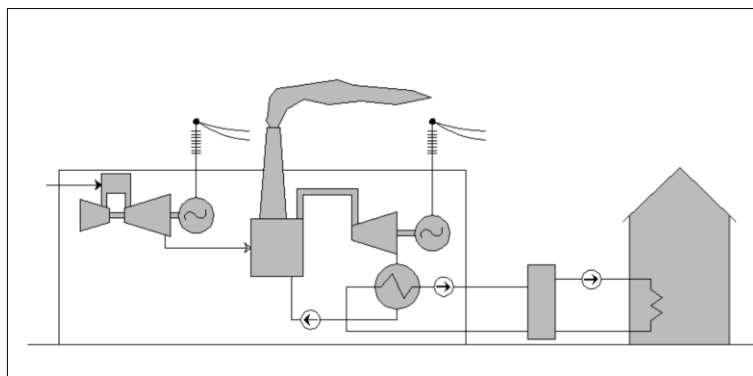


Figura 4. 12: Schema di cogenerazione con ciclo combinato

4.5.5 Cella a combustibile e microturbina

Infine sono in via di sviluppo alcune nuove tecnologie, ancora poco diffuse, ma molto promettenti: impianti che sfruttano celle a combustibile ed impianti a microturbine.

Le celle a combustibile producono energia elettrica convertendo direttamente l'energia contenuta nei combustibili attraverso un processo elettrochimico. Queste risultano adatte all'impiego in processi di generazione cogenerativi: il calore residuo può essere facilmente recuperato dagli effluenti ed utilizzato per alimentare sistemi di teleriscaldamento.

Gli impianti a microturbine prevedono l'utilizzo di turbine a gas a singolo stadio per potenze elettriche da 30 a 100 kW, adatte a sistemi di produzione elettrica e di cogenerazione diffusi sul territorio. Per le applicazioni di questa tecnologia nel campo del teleriscaldamento urbano, si possono utilizzare microturbine in piccole centrali delocalizzate o in unità di integrazione.

Entrambe le soluzioni proposte non sono ancora economicamente valide: sono oggetto per il futuro di ulteriori studi ed analisi. Nonostante siano tecnologie relativamente nuove, è chiaro non siano facilmente applicabili per lo sfruttamento del cippato (non si tengono in considerazione per lo svolgimento della seguente analisi).

Viene riportato a seguito un quadro di sintesi riassuntivo delle caratteristiche più importanti delle possibili tecnologie descritte fin ora, disponibili per impianti di cogenerazione (Tabella 4. 2).

	motori a comb. interna.	Turbine a vapore	turbine a gas	celle a combustibile	microturbine
taglie disponibili (kW)	25 - 5 000	Qualsiasi	500 - 25 000	200 - 2 000	25 - 100
rendimento elettrico (%)	25 - 45	30 - 42	25 - 40 ⁽¹⁾	35 - 55	25 - 30
indice termico ⁽²⁾	1	-	1 - 3.5	0.1 - 1.1	1.2 - 4.5
temperatura ⁽³⁾ (°C)	80 - 500	-	260 - 600	60 - 370	200 - 350
costi⁽⁴⁾					
- investimento (\$/kW)	800 - 1 500	800 - 1 000	700 - 900	> 3 000	700 - 1 300
- esercizio (\$/kWh elettr.)	7 - 15	4	2 - 8	3 - 15	2 - 10
note:					
(1) fino al 60% per i cicli combinati, dove le turbine a gas sono accoppiate alle turbine a vapore.					
(2) energia termica recuperabile per unità di energia elettrica prodotta					
(3) temperatura tipica di utilizzo del calore prodotto, °C.					
(4) riferiti agli USA (marzo 2000) e da considerare come valori indicativi					

Tabella 4. 2: Caratteristiche delle tecnologie di produzione in cogenerazione²⁶

4.6 Tecnologie di distribuzione

La rete di distribuzione di un impianto di teleriscaldamento è la parte più costosa dell'intero sistema: il suo costo incide tra il 50% e l'80% dell'investimento complessivo. La rete di distribuzione si compone principalmente di una serie di tubazioni, all'interno delle quali scorre un fluido vettore dell'energia termica.

I fluidi impiegati possono essere di vario tipo: vapore, acqua calda, acqua surriscaldata, oli diatermici. In Italia generalmente viene utilizzata acqua calda alla temperatura di circa 80-90 °C o leggermente surriscaldata alla temperatura di 110-120 °C.

Il sistema di distribuzione si distingue in due tipologie:

- reti dirette, dove un unico circuito idraulico collega la centrale di produzione con i corpi scaldanti degli utenti;
- reti indirette, composte da due circuiti separati in contatto attraverso degli scambiatori di calore situati in prossimità delle utenze.

Il sistema diretto, che garantisce minori costi di investimento e minori perdite di calore nella rete, viene impiegato soprattutto nei Paesi del nord Europa; in Italia invece si predilige il sistema indiretto. Questa scelta comporta maggiori costi di investimento e di esercizio, ma anche numerosi vantaggi:

- permette di utilizzare componenti a bassa pressione per l'impianto dell'utente;
- semplifica la manutenzione e l'individuazione di eventuali perdite;
- rende più efficiente la regolazione e la contabilizzazione del calore ceduto alle utenze.

²⁶ Dati forniti da Gas Research Institute.

Le reti di distribuzione del teleriscaldamento urbano comprendono le reti di distribuzione vere e proprie, le stazioni di pompaggio e le sottostazioni di scambio termico.

4.6.1 Configurazione di rete

Le reti sono costituite dalle tubazioni principali e da una serie di diramazioni, più o meno sviluppate a seconda del tipo di impianto predisposto. Le reti di distribuzione si distinguono in tre principali categorie in funzione dello schema di diramazione sviluppato:

- rete ramificata (*Figura 4. 13*): si identifica una direttrice principale in corrispondenza delle grandi utenze e dei baricentri delle utenze medio-piccole, da cui partono le diramazioni; i tratti iniziali richiedono la posa di condotte di grosso diametro;

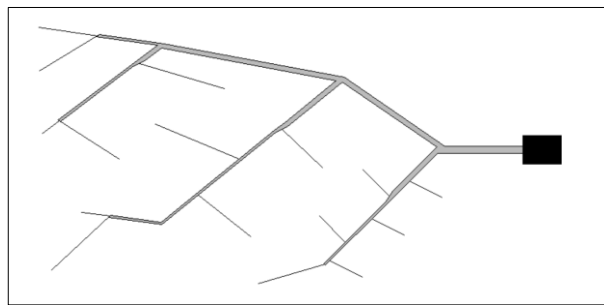


Figura 4. 13: Schema di rete ramificata

- rete ad anello (*Figura 4. 14*): costituisce un circuito chiuso sia sul condotto di mandata, che su quello di ritorno; può essere alimentata da entrambi i lati garantendo maggiore affidabilità e fornendo la possibilità di agevoli ampliamenti della rete stessa nel futuro;

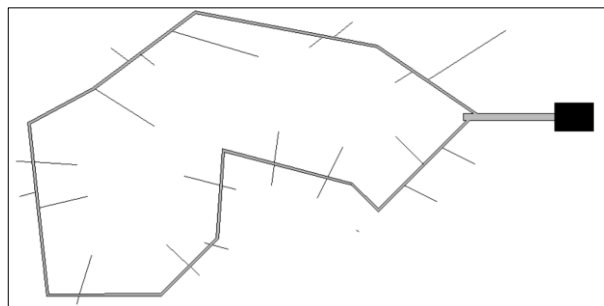


Figura 4. 14: Schema di rete ad anello

- rete a maglie (*Figura 4. 15*): si compone di una serie di tubi chiusi collegati in diversi punti, consente la massima flessibilità di regolazione e di ampliamenti futuri; poiché comporta costi di realizzazione molto elevati, viene utilizzata solamente per situazioni di elevata concentrazione delle utenze.

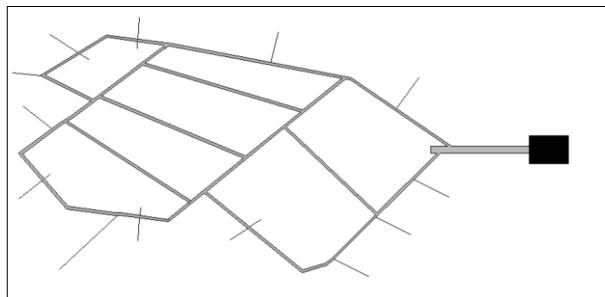


Figura 4. 15: Schema di rete a maglie

4.6.2 Tubazioni

Le tubazioni adottate per le reti di distribuzione di teleriscaldamento (Figura 4. 16) possono essere di materiali diversi come vetroresina, acciaio, ghisa, materiali plastici (raramente). Molto importante è il ruolo della coibentazione, che permette di limitare le perdite di calore lungo la rete; generalmente si utilizzano lana di vetro o di roccia, schiuma di poliuretano espanso per l'isolamento. Infine i condotti e gli strati solanti sono protetti dagli agenti esterni grazie ad uno strato protettivo costituito da guaine bitumate o da resine termoindurenti.

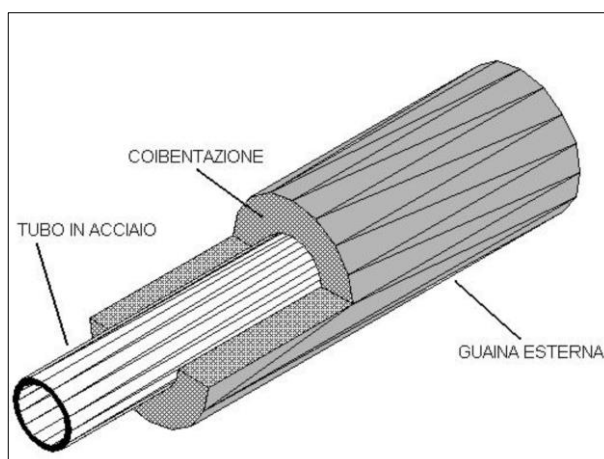


Figura 4. 16: Tipica tubazione per teleriscaldamento urbano

L'attuale tendenza è quella di utilizzare tubazioni pre-coibentate, specificamente studiate e realizzate per reti di teleriscaldamento, fornite di sistema di individuazione delle perdite integrato. Le tubazioni possono essere poste fuori terra, in cunicolo, in guaina o direttamente nel terreno. Si sceglie l'installazione in superficie solo per alcune situazioni particolari con nel caso di attraversamento di ferrovie, canali o zone industriali. Generalmente si sceglie l'installazione nel terreno in cunicoli ispezionabili (anche comuni ad altre utenze) all'interno dei quali i tubi sono fissati alle pareti utilizzando delle staffe; oppure in cunicoli non ispezionabili nei quali i tubi sono posti sul fondo dello scavo.

Per quanto riguarda le tubazioni interrato, la parte superiore deve essere protetta da uno strato di terra di almeno 60 cm oppure utilizzando delle lastre in cemento; il fondo invece viene poggiato su un letto di terreno o di sabbia ben compattato.

I principali problemi legati alla posa della rete derivano da fenomeni di corrosione, dilatazione termica dei materiali e controllo delle perdite: questi aspetti non devono essere trascurati e richiedono studi approfonditi per scegliere la configurazione ideale al fine di ottenere la migliore resa dall'intera rete di teleriscaldamento.

4.6.3 Stazioni di pompaggio e scambio termico

Lungo la rete di distribuzione si collocano due diverse stazioni adibite al pompaggio del fluido vettore lungo le condutture della rete ed alla fornitura di calore alle utenze allacciate alla rete.

Le sottostazioni di pompaggio contengono al loro interno una serie di componenti: elettropompe di circolazione, filtri, vaso di espansione, impianto di trattamento acqua, serbatoio di riserva e sistema di controllo automatico. Queste sono necessarie per regolare i parametri fondamentali di moto del fluido termovettore all'interno delle tubazioni (velocità e pressione). La pressione di esercizio della rete di distribuzione dipende dai dislivelli della rete stessa; le perdite di pressione che le pompe devono compensare dipendono dallo sviluppo della rete, dalle diramazioni e dalla velocità del fluido. La velocità tipica del fluido, teorica, dipende dal tipo di tubazione che si viene a considerare:

- all'interno delle linee di trasmissione si cerca di mantenere una velocità di circa 3-3,5 m/s;
- nella rete principale la velocità desiderata è di circa 2,5-3 m/s;
- nelle diramazioni (tubature di diametro inferiore) è sufficiente una velocità di 1,5-2 m/s.

Le stazioni di utenza adibite allo scambio termico tra la rete e l'utente finale sono invece installate in un apposito locale all'interno dell'edificio utilizzatore, spesso in sostituzione della vecchia caldaia, in locale tecnico che non necessita di alcun intervento per garantire ventilazione o tiraggio.

I principali componenti che costituiscono queste sottostazioni sono:

- scambiatore di calore;
- valvole di regolazione;
- valvole di intercettazione;
- impianto elettrico;
- strumentazione di controllo e di misura.

Le moderne sottostazioni sono completamente automatizzate con controllo remoto effettuato direttamente dalla centrale e regolazione autonoma per ogni utente allacciato alla rete, grazie ad un apposito quadro posto all'interno dell'edificio residenziale.

4.7 Studio di fattibilità

Lo studio di fattibilità è uno studio preliminare fondamentale, che viene realizzato per valutare la richiesta di energia termica dei diversi utenti e gli eventuali vantaggi derivanti dalla costruzione di un impianto di teleriscaldamento; oltre che per fornire una valutazione delle risorse disponibili sul territorio per l'alimentazione dell'impianto stesso.

Lo studio si divide in più fasi, che pur seguendo un ordine logico, sono tra loro interconnesse. A seguito viene riportato un diagramma di flusso (*Figura 4. 17*) esemplificativo di uno studio di fattibilità ideale secondo l'ordine logico delle numerose fasi (ordinate e collegate con frecce continue); riporta anche le possibili interazioni tra le diverse fasi, che portano alla rivalutazione delle fasi precedenti (rappresentate da frecce tratteggiate).

Le fasi di cui si compone principalmente lo studio sono:

- analisi dell'utenza;
- stima della domanda termica teleriscaldabile;
- analisi della possibilità di allaccio a centrali pre-esistenti;
- localizzazione della centrale;
- tracciato della rete;
- condizioni operative e dimensionamento della rete;
- sistemi informativi e georeferenziazione;
- scelta della tipologia impiantistica;
- dimensionamento dei componenti di centrale;
- simulazione del sistema;
- bilancio energetico ed ambientale;
- analisi economica.

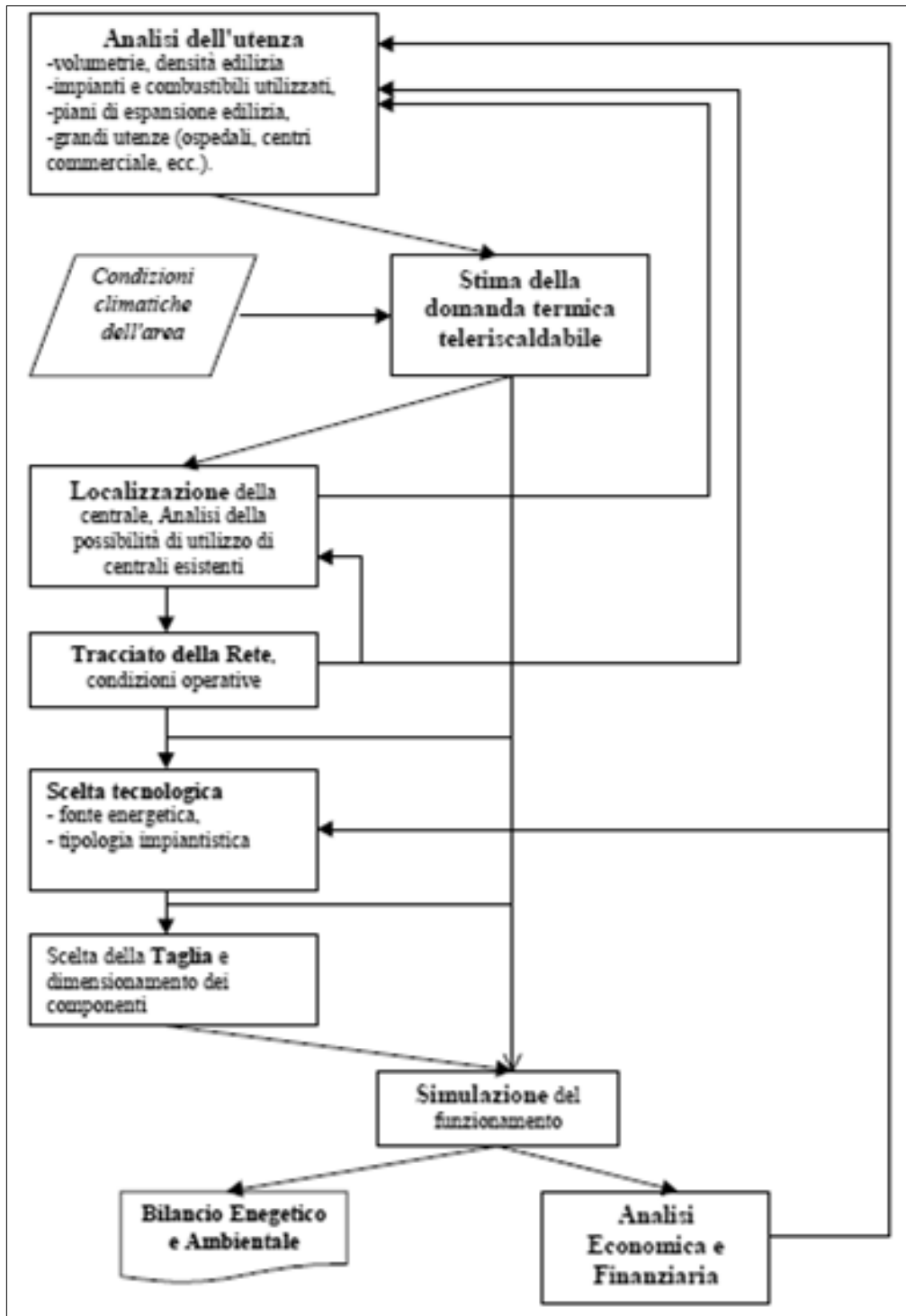


Figura 4. 17: Schema di studio di fattibilità

4.7.1 Analisi dell'utenza

La prima fase dello studio di fattibilità è l'analisi dell'utenza da teleriscaldare. Questa non è una fase slegata dalle successive, poiché risulta fortemente condizionata anche dai valori che saranno studiati nelle fasi successive, come per esempio dai risultati dell'analisi delle possibilità di

recupero di calore da impianti esistenti, della localizzazione della centrale di produzione e della stima del tracciato della rete di teleriscaldamento.

Per procedere nella valutazione si considera di conoscere l'area teleriscaldabile e tutti gli edifici, possibili future utenze, compresi all'interno dell'area stessa. Per ogni edificio è necessario conoscere i seguenti parametri:

- volumetria riscaldata;
- età della struttura;
- collocazione su mappa, per determinare la densità abitativa;
- impianti di riscaldamento esistenti, distinguendo in funzione della tipologia e del combustibile utilizzato;
- serie storiche di consumi di combustibile;
- tipologia d'uso e tipologia di edificio;
- regime di proprietà dell'edificio o dell'ambiente.

I dati relativi all'utenza teleriscaldabile sono necessari ai fini di realizzare una stima della domanda termica nell'area considerata ed una stima delle possibilità di acquisizione al teleriscaldamento: percentuali di penetrazione massima e tasso annuo di acquisizione.

I dati raccolti permettono di valutare anche le emissioni evitate ed il risparmio energetico attraverso un bilancio energetico-ambientale successivamente.

La stima della domanda termica si può eseguire secondo due modalità:

- dai dati di consumo di combustibile; i dati possono essere utilizzati per fare una stima dell'efficienza media stagionale e della richiesta termica netta;
- basandosi sulle caratteristiche dell'edificio (rapporto tra superficie disperdente e volume totale; area delle superfici vetrate; tipo di isolamento), sulla tipologia d'uso degli ambienti e sulle condizioni climatiche della località (zona climatica).

L'analisi viene condotta per tutti gli edifici interessati, considerando come parametro significativo l'energia termica richiesta per la stagione di riscaldamento.

Utenze particolari, caratterizzate da elevata richiesta di calore, si devono analizzare con studi specifici. Sono definite utenze particolari tutte le strutture come ospedali, grandi edifici pubblici, piscine e centri sportivi, centri commerciali ed industrie, che necessitano di calore di processo anche al di fuori della stagione di riscaldamento. Per queste utenze oltre a definire la richiesta termica annua, è fondamentale studiare la ripartizione mensile della domanda e la potenza massima richiesta.

Per le utenze industriali risulta necessario svolgere un approfondimento sul livello entalpico del calore richiesto: l'utenza viene considerata tale solamente se il livello entalpico richiesto è inferiore o uguale al livello stimato ottimale per la rete di teleriscaldamento.

Di particolare interesse sono i possibili piani di espansione edilizia, per i quali la predisposizione di una rete di teleriscaldamento permette un allacciamento più agevole in seguito (posa dei tubi facilitata).

4.7.2 Stima della domanda termica teleriscaldabile

La stima della penetrazione del sistema di teleriscaldamento si realizza suddividendo la domanda termica in funzione delle seguenti caratteristiche dell'utenza:

- regime del proprietario dell'utenza (privato o pubblico);
- età degli impianti esistenti;
- tipologia degli impianti esistenti;
- tipologia di combustibile utilizzato.

Si possono in questo modo incrociare i dati relativi alla domanda termica con le stime di acquisizione dell'utenza. I dati raccolti vengono riassunti per realizzare molteplici scenari: uno scenario realistico che riporti un numero verosimile di utenze allacciate al teleriscaldamento e di conseguenza la domanda di calore stimata, ma anche uno scenario per la situazione peggiore ed uno per la situazione migliore di utilizzo dell'impianto. Dalle simulazioni si ricavano per i diversi scenari i valori della totale energia termica richiesta dalla rete e le potenze massime richieste dalle utenze particolari presenti nel territorio.

Per la determinazione del diagramma di carico termico dell'utenza, risulta fondamentale tenere in considerazione dei dati relativi alle condizioni climatiche della località in esame. Si devono valutare in primo luogo i gradi-giorno, i profili di temperatura ambientale oraria per il giorno medio mensile per tutta la stagione di riscaldamento per un'analisi più approfondita.

Una volta analizzati anche i dati climatici è possibile tracciare il diagramma orario di domanda termica: l'insieme delle utenze allacciate determina la curva di domanda con variazione oraria nell'arco del periodo di riscaldamento. La variazione di domanda dipende principalmente dalla variazione delle condizioni climatiche (temperatura esterna, irraggiamento solare, ventosità). Durante le fasi dello studio di fattibilità è importante rappresentare l'andamento orario della potenza termica richiesta dalla rete per il giorno medio della stagione di riscaldamento. I dati meteorologici degli anni precedenti sono una valida base su cui basare le valutazioni per una corretta analisi. La potenza richiesta da utenze residenziali e di piccole-medie dimensioni viene quindi sommata alla potenza necessaria per tutte le utenze particolari rilevate nel territorio, ottenendo così una curva di carico (*Figura 4. 18*).

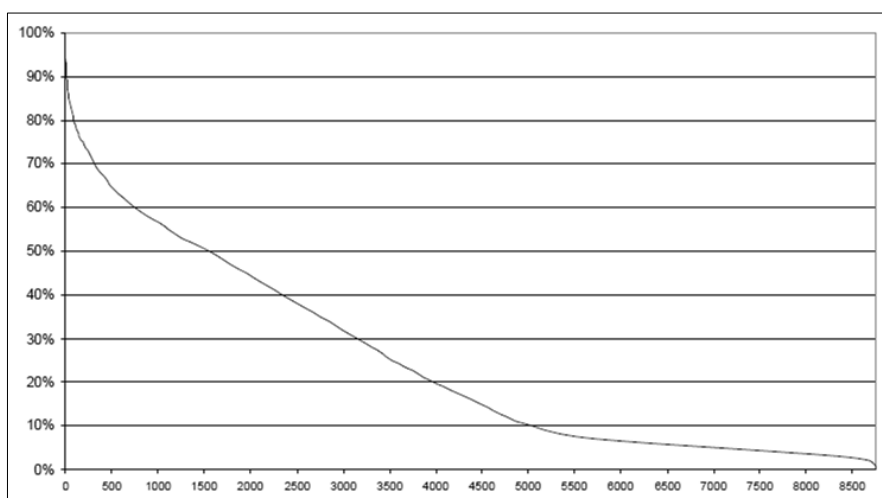


Figura 4. 18: Ore annue per una data richiesta termica in rete

4.7.3 Analisi della possibilità di allaccio a centrali pre-esistenti

Le reti di teleriscaldamento permettono grande elasticità di utilizzo; in particolare danno la possibilità di sfruttare il calore di scarto proveniente da processi di vario tipo per rifornire le utenze della rete. Risulta utile quindi, prima di progettare l'installazione di una nuova centrale, valutare l'eventuale disponibilità di un recupero di calore nelle vicinanze della località teleriscaldabile.

Sorgenti di calore interessanti potrebbero essere industrie di vario genere, inceneritori di rifiuti oppure centrali elettriche. Uno studio riguardante il recupero termico procede in parallelo con lo studio di fattibilità della località in esame; la disponibilità di questa fonte di calore potrebbe essere di incentivo per l'inizio dello studio stesso.

I risultati di questo tipo di ricerca vanno ad evidenziare la zona in prossimità di impianti generatori di calore residuo come teleriscaldabile, oltre che ad influire sulla valutazione di dimensionamento di una nuova centrale di generazione di calore: le zone in prossimità di calore di recupero sono particolarmente indicate per lo sviluppo di una rete di teleriscaldamento poiché recuperare energia permette di ridurre le dispersioni, aumentare l'efficienza dei processi già esistenti ed infine di integrare la produzione di una nuova centrale con generatori già esistenti sul territorio, riducendone la potenza termica massima da installare.

Dall'analisi si vogliono definire quantità e modalità di erogazione del calore disponibile (potenza massima, periodo di disponibilità, livello entalpico), condizioni contrattuali della fornitura e stima della disponibilità sul medio-lungo periodo.

4.7.4 Localizzazione della centrale

La scelta della localizzazione della centrale termica è un problema di ottimizzazione di diversi fattori, a volte anche in contrasto tra loro. I principali elementi di cui tener conto sono:

- minimizzazione del percorso medio del calore dalla centrale alle utenze; posizione baricentrica rispetto all'area da servire;
- minimizzazione dell'impatto ambientale (emissioni, rumore) per gli abitanti della zona; questo dipende principalmente dalla scelta della tecnologia, dalla taglia dell'impianto, dal tipo di input energetico considerato, dalla presenza e dalla tipologia di abbattitori d'inquinanti, dalle caratteristiche del territorio stesso;
- minimizzazione dei costi di approvvigionamento dell'input energetico; costituisce un problema solamente nel caso delle biomasse e della geotermia, strettamente vincolate alle risorse territoriali.

La scelta della localizzazione di una centrale di produzione procede in parallelo con l'analisi dell'utenza, perché le aree edificate nelle vicinanze della centrale sono quelle che godono di minori costi per la fornitura del calore attraverso la rete di teleriscaldamento.

Nel caso specifico di impianti alimentati a biomassa ligno-cellulosica la scelta della localizzazione assume importanza ancora maggiore: oltre alla valutazione della concentrazione delle utenze sul territorio, risulta fondamentale studiare la configurazione territorio stesso per quantificare le risorse boschive e le colture dedicate disponibili. Gli impianti a biomassa necessitano infatti di grandi quantità di combustibile, dato il ridotto potere calorifico che caratterizza la biomassa.

Questo influisce molto sui costi della filiera di produzione ed approvvigionamento: un'accurata valutazione del sito permette di ottenere notevoli risparmi nella fase di approvvigionamento delle materie prime e di salvaguardare il territorio sfruttandone le risorse a disposizione.

4.7.5 Tracciato della rete

Questa fase procede di pari passo con la localizzazione della centrale di produzione: si cerca di minimizzare il percorso medio del calore facendo una stima del tracciato della rete di distribuzione. Il tracciato della rete dalla centrale fino alle utenze finali viene suddiviso in rete primaria o dorsale e rete secondaria.

Si preferisce prevedere la rete di modo che eventuali variazioni nell'allacciamento delle utenze impattino solamente sullo sviluppo della rete secondaria. In questa fase di studio si sceglie il tipo di configurazione per la rete; si valuta per ogni ramo della rete la potenza massima che questo deve sostenere al fine del corretto dimensionamento delle condutture.

4.7.6 Condizioni operative e dimensionamento della rete

Il dimensionamento della rete dipende dalla potenza massima prevista, come pure dalle condizioni operative scelte. Le possibili condizioni operative, temperatura e pressione del fluido nelle tubazioni, dipendono da:

- dimensione complessiva della rete;
- ipotesi su eventuali estensioni future della rete, con simulazioni di scenari verosimili;
- scelta della tecnologia per la centrale di produzione che definisce il livello entalpico massimo del calore disponibile;
- caratteristica delle utenze.

Dimensionata l'intera rete, si riassumono tutti i dati in tabelle nelle quali la rete viene disaggregata in funzione del diametro nominale delle tubazioni impiegate: per ogni tipologia di tubo vengono riportate indicazioni relative a temperatura, pressione e potenza massima. I risultati di questo studio sono importanti in fase di valutazione degli investimenti.

Il dimensionamento della rete permette anche di fare delle valutazioni per quanto riguarda le caratteristiche ed il dimensionamento del sistema di pompaggio, che andrà a costituire un'ulteriore voce di costo nell'analisi di investimento.

4.7.7 Sistemi informativi e georeferenziazione

I dati raccolti nel corso delle diverse valutazioni possono essere organizzati attraverso software come database o fogli elettronici. Risulta fondamentale poter collegare i dati con sistema informativo geografico (GIS): in questo modo viene facilmente rilevata la densità territoriale dei parametri caratteristici dell'utenza.

Un sistema GIS (Geographical Information System)²⁷ è un sistema informativo computerizzato che permette l'acquisizione, la registrazione, l'analisi, la visualizzazione e la restituzione di

²⁷ Sistema GIS descritto da Disconzi, «Potenziale delle fonti rinnovabili, efficienza energetica locale».

informazioni derivanti dai dati geografici: uno strumento molto efficace per l'analisi di una data regione e delle sue potenzialità e risorse.

Le tre fasi di analisi dell'utenza, localizzazione della centrale e sviluppo della rete di distribuzione sono interconnesse e risolvibili solo attraverso un approccio integrato ed iterativo. Il software GIS, georeferenziale, funzionante assieme ad uno strumento di calcolo ed in collegamento con i dati raccolti, permette di analizzare il problema nella sua complessità (Figura 4. 19), riducendo di molto i tempi di valutazione. Lo strumento di calcolo vero e proprio può essere un software dedicato oppure un foglio di calcolo, a seconda del grado di complessità raggiunto.

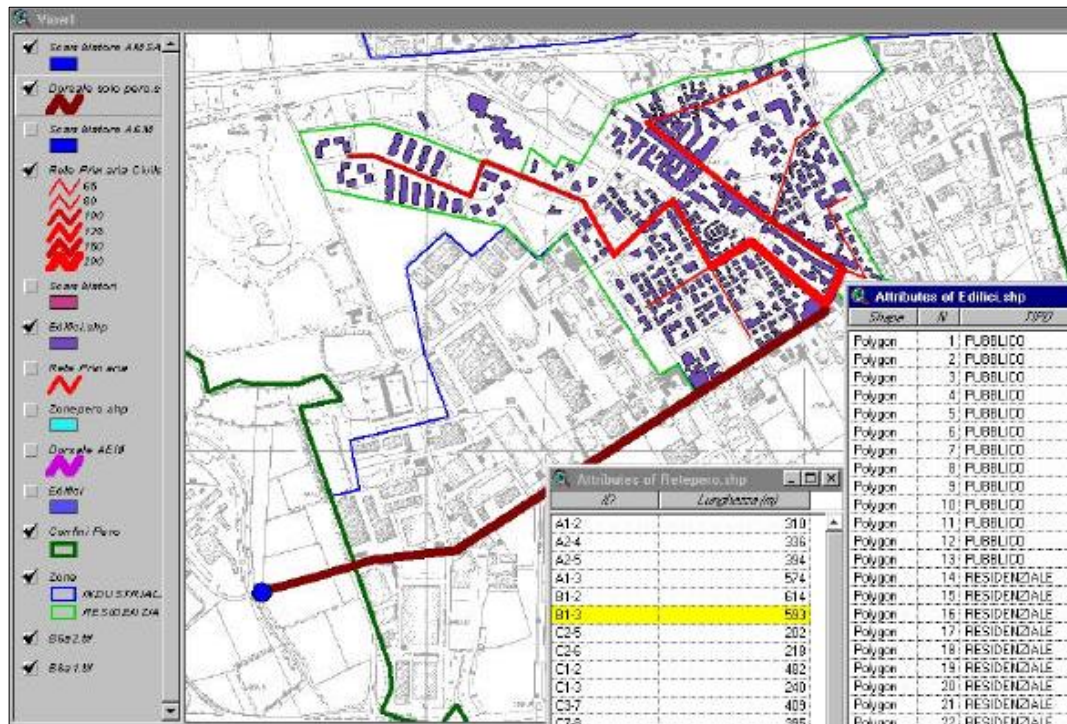


Figura 4. 19: Esempio dello studio di una rete di teleriscaldamento supportato da GIS

4.7.8 Scelta della tipologia impiantistica

La scelta preliminare in questa fase riguarda il tipo di input energetico da utilizzare: si valutano le diverse possibili fonti energetiche con un occhio di riguardo alle fonti rinnovabili, per scegliere la più adatta in relazione alle caratteristiche della centrale ed alla sua localizzazione.

Le fonti rinnovabili sono territorialmente definite e richiedono un specifico studio sul territorio: in particolare per quanto riguarda le biomasse ligno-cellulosiche, si cerca di avere un'indicazione precisa della distribuzione sul territorio di:

- aree boschive sfruttabili;
- distribuzione ed estensione di specifiche colture;
- fonti di materiale ligno-cellulosico di scarto, come residui di potature, ramaglie disponibili da disboscamenti, resti della lavorazione industriale;
- facilità di movimentazione delle risorse.

Se non sono disponibili o non sono sufficienti a coprire l'intera domanda, si passa alla valutazione della disponibilità di fonti fossili per la sostituzione. Tra le fonti fossili il gas naturale presenta i maggiori vantaggi per i sistemi di teleriscaldamento e generalmente viene preferito agli altri combustibili.

La tipologia di impianto più diffusa è quella basata sulla cogenerazione. La scelta impiantistica si basa sulla valutazione di numerosi fattori, di cui quelli maggiormente influenti sono i seguenti:

- taglia del sistema di teleriscaldamento;
- livello entalpico nella distribuzione del calore;
- posizionamento rispetto al sistema elettrico.

Nel corso del processo dello studio di fattibilità, si possono simulare diversi scenari ipotizzando scelte tecnologiche differenti, oltre che variando il numero di utenze acquisite.

Dopo aver definito la tecnologia da impiegare, lo schema approssimativo del tracciato della rete e le caratteristiche specifiche di ogni tubazione, si può procedere al calcolo delle dispersioni termiche della rete. Le perdite di calore ottenute vanno aggiunte al diagramma orario della domanda termica dell'utenza: si ottiene così il diagramma della domanda termica in centrale.

Da questa valutazione e dal diagramma risultante è possibile valutare la taglia delle unità cogenerative o delle unità di generazione, a seconda del tipo di centrale ipotizzato. In prima approssimazione si ipotizza di porre la potenza termica generata dall'impianto di produzione al 50% del picco di domanda, riscontrato in genere nel mese di gennaio (*Figura 4. 20*).

La scelta della taglia dell'impianto, soprattutto nel caso di impianti a biomassa legnosa, deve tener conto non soltanto della richiesta di energia termica dell'utenza, ma anche della disponibilità di combustibile per mantenere in funzione l'impianto. Si devono valutare la quantità di cippato disponibile sul territorio e le dimensioni della fossa di stoccaggio: l'autonomia dell'impianto è un fattore non trascurabile nella fase di dimensionamento dell'impianto nella sua totalità.

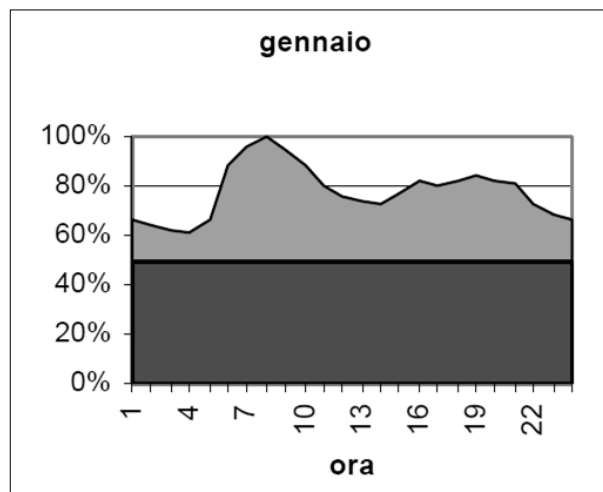


Figura 4. 20: Andamento della richiesta termica in rete e relativa copertura da cogenerazione in percentuale rispetto al picco

Dal valore di potenza termica cogenerativa richiesto, si ricava anche il valore della potenza elettrica da installare. Il calcolo viene eseguito in funzione del rapporto termico/elettrico specifico della tecnologia adottata.

Sulla base della scelta tecnologica è possibile distinguere quattro intervalli di taglia elettrica (P_e) e relativa tecnologia adatta:

- $P_e < 5$ MW motori alternativi predominanti;
- 5 MW $< P_e < 10$ MW motori alternativi o turbine a gas;
- 10 MW $< P_e < 20$ MW principalmente turbine a gas, oppure cicli combinati gas/vapore;
- $P_e > 20$ MW cicli combinati gas/vapore predominanti.

La situazione si presenta comunque in evoluzione, soprattutto nel campo delle tecnologie per medio piccola potenza ($P_e < 10$ MW) grazie all'introduzione di nuovi sistemi quali microturbine, celle a combustibile e turbine a gas aeroderivate ad alta efficienza elettrica.

Un altro fattore discriminante, da non trascurare, è la scelta del livello entalpico dell'energia termica generata: in particolare la richiesta da parte dell'utenza di alti livelli entalpici, porta all'esclusione dei motori alternativi a gas come tecnologia da impiegare in centrale. Anche per i cicli combinati si riscontra una riduzione significativa del rendimento elettrico all'aumentare dell'entalpia del calore di recupero. Le turbine a gas invece non presentano svantaggi; per questo sono la scelta più frequente per gli impianti in cogenerazione con domanda di calore a media entalpia.

Nella valutazione della migliore soluzione impiantistica, risulta importante valutare anche il posizionamento e l'allacciamento della centrale rispetto al sistema elettrico: la porzione elettrica del cogeneratore ha come sbocco il sistema elettrico; la remunerazione per la fornitura in rete dell'energia risulta determinante per l'economia del progetto nel suo complesso. Anche dal punto di vista economico risulta importante la scelta della tecnologia cogenerativa da adottare poiché definisce:

- il costo di investimento per potenza elettrica installata;
- il rendimento elettrico e l'incidenza del combustibile sui costi di esercizio;
- i costi di manutenzione ed i costi di esercizio per kWh prodotto.

Le modalità di funzionamento della porzione di centrale elettrica, prevede due possibili configurazioni: funzionamento in esclusivo assetto cogenerativo e funzionamento in assetto misto. Nel primo caso a funzionamento esclusivamente cogenerativo le accensioni e gli spegnimenti sono definiti dalla richiesta termica per la stagione di riscaldamento; le ore annue di utilizzo del modulo cogenerativo variano tra le 2000 e le 3000 ore equivalenti.²⁸

Nel secondo caso a funzionamento in assetto misto, cogenerativo e non, le ore annue di funzionamento sono maggiori rispetto a quelle del caso precedente, limitate al periodo di riscaldamento. Questa soluzione è caratterizzata da minori costi di investimento da ripartire sui costi di progetto, ma risulta una soluzione economicamente vantaggiosa solamente se garantisce competitività nel mercato elettrico anche in assenza di guadagni dalla vendita del calore nella rete

²⁸ Quanto detto non vale se il sistema di teleriscaldamento funziona anche come teleraffrescamento con recupero di calore da cogenerazione nel periodo estivo.

di teleriscaldamento. Occorre quindi verificare se abbiamo bassi costi di manutenzione ed alta efficienza elettrica per dichiarare conveniente tale soluzione. Le tecnologie maggiormente utilizzate, che rispondono ai requisiti, sono i cicli combinati gas/vapore ed alcune turbine a gas aeroderivate.

4.7.9 Dimensionamento dei componenti di centrale

Effettuata la scelta del tipo di tecnologia da adottare, si procede con la definizione dei singoli componenti che andranno a comporre la centrale. Nel corso dello studio di fattibilità non si raggiunge il livello di dettaglio richiesto successivamente dalla progettazione esecutiva, ma ci si limita solamente alla considerazione di alcuni parametri significativi per la progettazione.

In questa fase si valuta la possibilità di suddividere o meno il modulo cogenerativo in più unità. Se si sceglie di adottare un sistema modulante, si riscontrano i seguenti vantaggi:

- riduzione dei rischi relativi ai piani di acquisizione dell'utenza dilazionando nel tempo gli investimenti in base agli allacci effettivi;
- miglioramento della capacità di adattamento alle variazioni di carico.

Il dimensionamento preliminare della centrale viene affinato confrontando i valori calcolati con le taglie commerciali offerte dai produttori delle macchine. Scelta la taglia definitiva, è possibile esplicitare le principali caratteristiche tecniche della centrale.

Per ogni modulo cogenerativo si definiscono:

- potenza termica recuperabile (suddivisa per intervalli di entalpia);
- potenza elettrica;
- rendimento termico;
- rendimento elettrico;
- fattori di emissione (CO₂; SO₂; NO_x; particolato).

Per le caldaie di integrazione e di riserva devono essere esplicitati:

- potenza termica;
- rendimento termico;
- fattori di emissione.

Per gli organi ausiliari di centrale è sufficiente dimensionare la capacità di accumulo termico.

4.7.10 Simulazione del sistema

Definiti attraverso il processo di analisi tutti i dati necessari al dimensionamento, è possibile procedere con la simulazione del funzionamento del sistema ipotizzato. Per la simulazione si utilizza un software dedicato o un modello appositamente realizzato con un foglio di calcolo.

I dati stimati nelle fasi precedenti, che fungono da valori in input per la simulazione sono:

- diagramma orario della domanda termica in centrale (maggiore di quella dell'utenza perché tiene conto anche delle perdite di rete);
- parametri caratteristici del sistema definiti nelle fasi di scelta della tipologia impiantistica e dimensionamento dei componenti;

- diagramma accensioni e spegnimenti nel caso venga valutata l'opportunità del funzionamento anche in assetto non cogenerativo; invece, se viene valutata solo l'opzione di funzionamento in assetto cogenerativo il diagramma accensioni e spegnimenti è derivato dal diagramma di richiesta termica (nota la capacità di accumulo).

Dalla simulazione del funzionamento dell'impianto per un anno tipico si ricavano i seguenti valori in output:

- consumi di combustibile (valori mensili differenziati in base all'utilizzo nel modulo di cogenerazione o nel sistema di integrazione);
- elettricità prodotta;
- elettricità prodotta dalla rete;
- calore prodotto (da cogenerazione e integrazione);
- calore erogato alle utenze;
- emissioni.

4.7.11 Bilancio energetico ed ambientale

Per la realizzazione di un bilancio energetico-ambientale di un sistema di teleriscaldamento, risulta fondamentale fare una distinzione sulla base della provenienza delle fonti energetiche primarie sfruttate:

- teleriscaldamento da fonte rinnovabile e/o cogenerazione con centrale dimensionata sulla potenza termica richiesta dalla rete e funzionamento in esclusivo assetto cogenerativo;
- teleriscaldamento con calore prodotto da una centrale che ha altri obiettivi prioritari, come la produzione elettrica e/o la produzione di calore per uso industriale.

Per entrambi i casi riportati vengono definiti i cosiddetti "sistemi convenzionali di riferimento": questi raccolgono le informazioni relative a tutto l'insieme di impianti e relative fonti di energia, che vengono sostituiti grazie all'introduzione dell'impianto di teleriscaldamento.

Nel caso di teleriscaldamento non cogenerativo, gli impianti sostituiti sono quelli di produzione di energia termica decentrati preesistenti. Per il teleriscaldamento cogenerativo, gli impianti sostituiti sono quelli di produzione termica decentrata e quelli di produzione elettrica centralizzati.

Al fine di valutare gli impianti termici che si vogliono sostituire, è necessario conoscere le efficienze medie stagionali ed i combustibili in uso: questi dati sono ricavabili dall'analisi dell'utenza fatta in precedenza.

Per quanto riguarda invece la valutazione degli impianti elettrici da sostituire, si può procedere in diversi modi, prendendo in considerazione:

- il mix complessivo del sistema elettrico nazionale (comprendente anche fonti rinnovabili);
- il mix termoelettrico da fonti fossili;
- la centrale termoelettrica meno efficiente;
- la centrale elettrica più efficiente;

- la centrale termoelettrica più efficiente tra quelle di cui si prevede l'entrata in esercizio nel breve termine.

L'assunzione fatta per la valutazione del settore elettrico condiziona fortemente i risultati del bilancio energetico-ambientale del sistema di teleriscaldamento (*Tabella 4. 3*).

<i>Riferimento</i>	<i>Conseguenze</i>
1) Mix complessivo del sistema	Per la presenza delle fonti rinnovabili i fattori di emissione per elettricità prodotta sono minori, quindi i benefici energetico-ambientali calcolati risultano minori. Non si mette in evidenza l'elemento di sostituzione rispetto alle fonti più inquinanti e alle tecnologie meno efficienti.
2) Mix termoelettrico	Intermedio tra il metodo 1 e il 3.
3) Centrale termoelettrica meno efficiente	Si pone in risalto l'elemento di sostituzione rispetto alle fonti più inquinanti e alle tecnologie meno efficienti. Il metodo può essere criticato come ottimistico.
4) Centrale termoelettrica più efficiente esistente	Anche con questo metodo (come con il metodo 1) non si mette in evidenza l'elemento di sostituzione rispetto alle fonti più inquinanti e alle tecnologie meno efficienti.
5) Centrale termoelettrica più efficiente nell'offerta commerciale	Come i metodi 1 e 4 ma con effetti ancora più negativi.

Tabella 4. 3: Sintesi degli effetti dei diversi riferimenti per il sistema convenzionale sul bilancio energetico-ambientale

Un altro possibile metodo di analisi si basa sulla valutazione del ciclo di vita dell'iniziativa, con riferimento ad uno scenario di riferimento detto "business as usual". Il bilancio energetico-ambientale acquisisce significato se confrontato con gli obiettivi nazionali in campo energetico: per il periodo 2008-2012 uno degli obiettivi principali è stato la riduzione del 6,5% delle emissioni di gas serra, rispetto ai valori del 1990 (riduzione proposta dal Protocollo di Kyoto del 1997). Questo traguardo però non è stato raggiunto; ora l'Italia deve cercare di aumentare il proprio impegno per arrivare alla riduzione del 20% delle emissioni inquinanti entro il 2020²⁹. L'obiettivo è stato definito sulla base dello studio di uno scenario "business as usual" o scenario BAU delle emissioni di gas serra: lo scenario è disaggregato in funzione dei vari settori di produzione, tra cui anche quello elettrico. Lo scenario BAU riportato a seguito come esempio (*Figura 4. 21*) rappresenta l'andamento delle emissioni di CO₂ nel settore termoelettrico.

²⁹ Obiettivo prefissato a livello europeo, tenendo conto delle emissioni medie dei vari Paesi membri, sulla base dei dati forniti da ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), «Politiche sul clima e scenari emissivi», e da ISTAT, «Emissioni di gas serra».

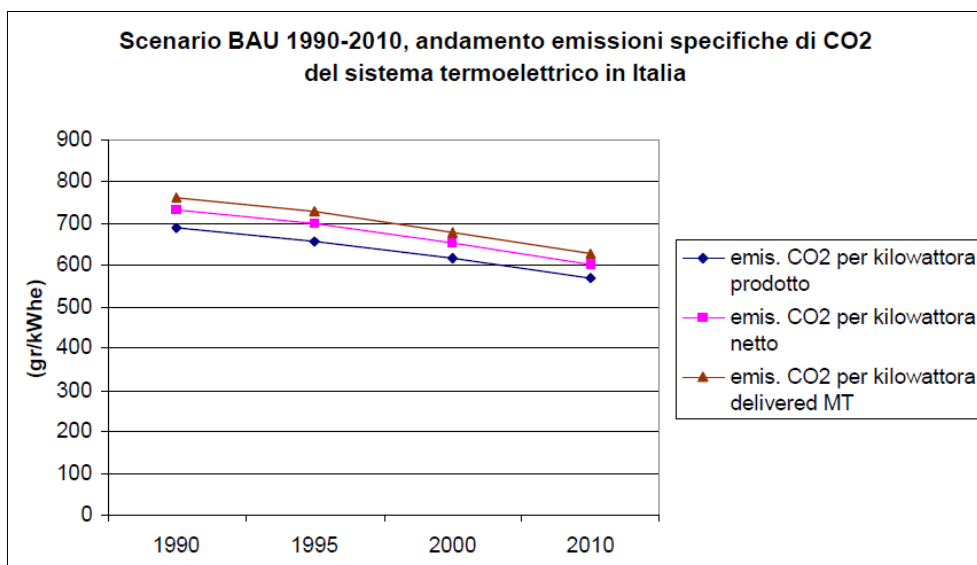


Figura 4. 21: esempio dell'andamento previsto dallo scenario BAU per le emissioni specifiche di CO₂ nel sistema termoelettrico³⁰

I vantaggi dell'utilizzo di questo scenario sono:

- l'uniformità della metodologia rispetto agli obiettivi nazionali di politica energetico-ambientale;
- la possibilità dell'analisi sul ciclo di vita, grazie alla disponibilità dell'andamento nel tempo dei parametri di efficienza e di emissioni specifiche.

Il calcolo del risparmio energetico non presenta particolari difficoltà quando la centrale di cogenerazione lavora in puro assetto cogenerativo (come nel caso di un progetto per rete di teleriscaldamento con centrale dedicata); mentre risulta più difficoltoso quando la centrale che produce l'energia termica ha altri obiettivi prioritari come la produzione elettrica e/o termica per usi industriali. Questo secondo caso potrebbe interessare un progetto di rete di teleriscaldamento con centrale mista industriale/civile: si presentano notevoli complicazioni metodologiche nel corso dell'analisi dettagliata dei singoli aspetti ed elementi.

4.7.12 Analisi economica

La fase conclusiva dello studio di fattibilità è l'analisi economica³¹; strutta i dati calcolati o ipotizzati nelle fasi precedenti. È una fase decisiva ai fini di valutare la fattibilità del sistema di teleriscaldamento: interagisce direttamente con le principali scelte di dimensionamento, portando eventualmente ad una rivalutazione del progetto.

Inizialmente si effettua una valutazione dell'investimento confrontando le offerte commerciali per le apparecchiature individuate come le più adatte: il costo dell'investimento deve essere disaggregato negli anni tenendo conto del relativo tasso di interesse annuo.

Le altre principali voci di costo per il funzionamento dell'impianto, oltre all'investimento iniziale, sono:

³⁰ Dati per produzione lorda, netta e netta in Media Tensione.

³¹ Analisi economica dal libro di Berra, De Paoli, e Zingales, *Economia delle fonti di energia*.

- combustibile;
- manutenzione e gestione della centrale;
- manutenzione e gestione della rete di trasmissione del calore.

Tutte le voci di costo sono caratterizzate da una componente fissa ed una variabile con la produzione di energia elettrica e calore, nel caso di impianti cogenerativi. L'andamento dei costi risulta fortemente influenzato dai piani di acquisizione dell'utenza.

Si ipotizzano i ricavi derivanti dal funzionamento dell'impianto, proporzionali alla vendita di calore ed elettricità, nel caso cogenerativo: questi derivano dalle tariffe applicate per la vendita dell'energia alle utenze. Le tariffe di fornitura del teleriscaldamento sono studiate per generare vantaggi economici per l'utenza rispetto all'utilizzo di sistemi di generazione tradizionali.

Per l'intero sistema di generazione e distribuzione del calore si calcola il valore anno per anno del flusso di cassa, come la differenza tra i ricavi e la somma delle uscite (costi di esercizio e spese in conto capitale). Gli andamenti tipici dei principali parametri economici per i sistemi di teleriscaldamento urbani possono essere riassunti in un unico grafico (*Figura 4. 22*) in funzione del tempo di vita degli impianti.

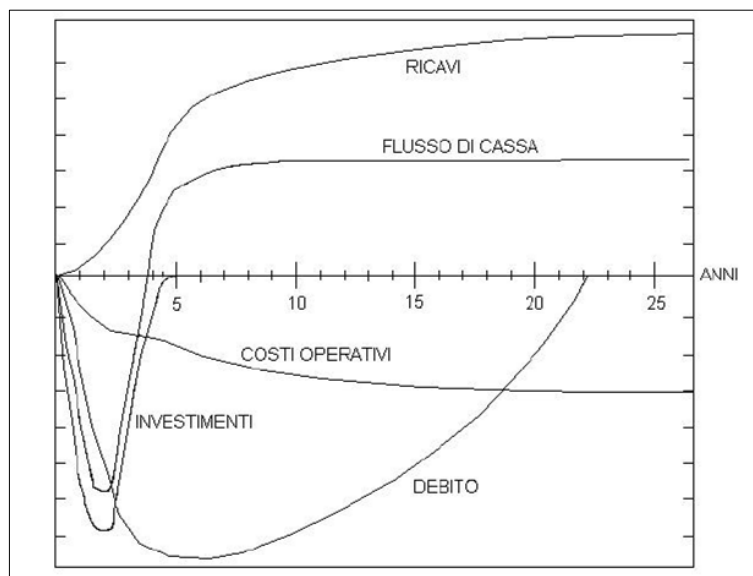


Figura 4. 22: Andamenti tipici dei principali parametri economici del teleriscaldamento urbano

L'andamento del flusso di cassa nel tempo permette di valutare gli indici di convenienza dell'investimento. La grandezza più utilizzata per fare questo tipo di valutazione è il VAN o Valore Attuale Netto: rappresenta l'attualizzazione del flusso di cassa attraverso un tasso di sconto per gli anni di vita dell'impianto. La formula del VAN necessita dell'andamento del flusso di cassa nel tempo, della scelta di un tasso di sconto e di un periodo di tempo per il quale effettuare il calcolo.

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n D_j(1 + a)^{-j} \quad (4. 1)$$

dove I_0 = investimenti iniziale
 D_j = flusso di cassa per l'anno j-esimo
 a = tasso di attualizzazione

j = anno considerato, che varia da 1 fino ad n (anni di vita dell'impianto)

Altri indici relativi al metodo di attualizzazione del flusso di cassa sono:

- TIR o Tasso Interno di Redditività;
- PB Time o Pay Back Time (detto anche tempo di recupero).

Il tasso interno di redditività si esprime secondo la seguente espressione:

$$I_0 = \sum_{j=1}^n D_j (1 + TIR)^{-j} \quad (4.2)$$

Anche in questo caso si tiene conto del tasso di attualizzazione per gli anni di funzionamento dell'impianto: la valutazione che si ottiene tiene conto del fattore tempo.

Senza tener conto del fattore tempo, è possibile eseguire un'analisi semplificata attraverso il calcolo del tempo di recupero: questo valore permette di valutare la qualità di un investimento, seppur superficiale ed incompleta.

Il PB Time si esprime attraverso le formule:

$$\sum_{j=0}^{PB} D_j = \sum_{j=0}^n I_j = I_0 \quad (4.3)$$

$$PB = \frac{I_0}{D} \quad (4.4)$$

Per completare l'analisi della convenienza economica di un impianto di cogenerazione, risulta importante analizzare le condizioni di interfaccia dell'impianto stesso con il sistema elettrico e con quello di fornitura del gas naturale. I settori energetici dell'elettricità e del gas naturale hanno subito recentemente notevoli cambiamenti, che rendono difficile una previsione a lungo termine per quanto riguarda tariffe, prezzi, tipologie di contratto.

I prezzi e le tariffe del settore energetico in Italia dipendono fortemente dagli andamenti dei mercati internazionali condizionati da cicliche turbolenze: scegliere di investire nel risparmio energetico può portare a lungo termine a raggiungere una maggiore stabilità per il settore della generazione energetica, oltre che a garantire una riduzione dell'emissione di inquinanti in atmosfera.

Capitolo 5

Profili di utenze per TLR

5.1 Tipi di utenze

Alla rete di teleriscaldamento si può allacciare un numero molto variabile di utenze: queste devono essere valutate in fase di progettazione dell'impianto, nel corso dello studio di fattibilità, per stimarne la richiesta termica complessiva secondo la quale dimensionare la centrale di generazione. Risulta importante considerare la possibilità di allacciamenti successivi alla messa in funzione dell'impianto, in aggiunta alle utenze che aderiscono da subito alla fornitura, per poter gestire la richiesta totale.

A seconda del tipo di utenze, cambiano principalmente due parametri fondamentali:

- la potenza termica media e quella di picco richieste alla rete;
- la curva di domanda dell'utenza, vista dalla centrale di generazione.

Per dimensionare correttamente l'impianto di produzione e per valutare il regime di funzionamento risulta necessario conoscere entrambi questi valori.

Le utenze si distinguono in utenze civili, ovvero edifici residenziali, utenze pubbliche di proprietà dei comuni o di enti pubblici, ed utenze industriali.

Intuitivamente si può già dire che per avere un funzionamento stabile della centrale a biomassa si deve cercare di allacciare alla rete di TLR il maggior numero possibile di utenze industriali o pubbliche, la cui richiesta di calore sia costante nel corso della giornata.

5.2 Utenza domestica

Con il termine utenza domestica³² si comprendono tutti gli edifici ad uso residenziale, di proprietà di privati, che possono prelevare dalla rete di teleriscaldamento calore per riscaldamento degli ambienti ed acqua calda sanitaria.

La caratteristica che maggiormente identifica le utenze residenziali è la forte variabilità temporale dei carichi termici necessari e quindi prelevati dalla rete nel corso della giornata. Per lo studio di questa categoria è bene valutare l'andamento medio di un caso tipico: richiesta di energia termica tipo, curva di domanda indicativa. Una tipica curva di domanda per utenza domestica evidenzia generalmente tre momenti di maggiore richiesta: nelle prime ore del mattino, all'ora di pranzo e durante le ore serali. L'ampiezza dei picchi e la domanda di base dell'utenza non sono facilmente quantificabili, possono variare molto da caso a caso.

Studiando la richiesta termica delle utenze allacciate alla rete, si riscontrano infatti variazioni anche molto marcate tra le richieste di calore delle singole abitazioni nel corso dell'anno, ma anche durante una singola giornata tipo nella stagione di riscaldamento. Le cause di queste differenze sono da ricercare tra le abitudini e gli stili di vita propri degli inquilini, come pure in relazione al tipo di impianti di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria (ACS)

³² L'analisi dell'utenza domestica è tratta da Baldin, «Riqualificazione energetica di un quartiere del comune di Padova: analisi tecnica e considerazioni sociali».

presenti nell'edificio. Dal punto di vista impiantistico, la presenza di alcuni accorgimenti o componenti d'integrazione determina significative variazioni tra le curve di domanda delle singole utenze domestiche; tra gli elementi maggiormente significativi si evidenziano: possibile gestione del riscaldamento domestico di tipo centralizzato (come nel caso di impianti a servizio di complessi condominiali) con partenze e fermate dell'impianto programmate, presenza di sistemi di accumulo termico, integrazione del sistema di riscaldamento dell'ACS attraverso l'installazione di impianti che sfruttano fonti rinnovabili (soprattutto pannelli solari).

Le curve di domanda dei singoli utenti domestici, con le proprie caratteristiche, possono evidenziare discrepanze anche marcate; queste vengono appianate quando si valuta una curva di domanda data dalla somma di tutte le richieste termiche delle utenze allacciate alla rete: nella valutazione globale necessaria al dimensionamento della centrale di produzione e della rete di distribuzione, risulta importante la stima della richiesta totale di energia termica, ottenuta tenendo conto di un fattore di contemporaneità dei carichi.

Anche nella valutazione complessiva della necessità di calore (nel caso specifico solamente per utenti domestici), la curva di domanda conserva l'andamento tipico per le utenze residenziali con tre evidenti picchi di domanda nel corso della giornata. Una tipica curva di domanda nei mesi invernali prevede una richiesta alquanto moderata di calore durante le ore notturne; un primo picco all'inizio della giornata intorno alle ore 6.00-8.00; un secondo incremento della richiesta termica durante il pranzo tra le 13.00 e le 14.00; un ultimo picco in corrispondenza delle ore serali tra le 17.00 e le 19.00. Il picco maggiore, nella maggior parte dei casi, si verifica ad inizio giornata con l'inizio delle attività giornaliere che determina l'aumento del riscaldamento degli ambienti e l'accensione di sistemi di produzione di ACS, mentre la richiesta termica durante il resto della giornata risulta inferiore a questo valore massimo. Le abitudini e gli stili di vita dei singoli possono influenzare comunque fortemente questo andamento, che in prima analisi può essere preso a modello per tutte le reti di teleriscaldamento che servono solamente utenze domestiche. Per quanto riguarda la richiesta di calore nei mesi estivi, questa si riduce ad uso esclusivo di energia termica per la produzione di ACS: la richiesta è nulla nelle ore notturne; presenta anche in questo caso tre picchi concentrati nelle stesse fasce orarie identificate per il funzionamento invernale; durante il resto della giornata la domanda è pressoché inesistente.

Le esigenze delle utenze civili richiedono dunque alla rete di TLR una fornitura molto variabile, con continua modulazione della potenza di carico: questo influisce molto sul funzionamento della caldaia a cippato, evidenziandone i problemi di modularità, qualora non fosse previsto un sistema d'accumulo. La possibilità di stoccare energia nei momenti di minore richiesta della rete, per rilasciarla in corrispondenza del picco di domanda può migliorare in modo significativo il rendimento di tutto l'impianto, nonché il servizio all'utenza finale.

5.2.1 Esempio di impianto di TLR per sole utenze domestiche

Per esplicitare i concetti teorici riportati nel paragrafo precedente, si procede con l'analisi di un impianto termico a combustione di biomassa, situato nella provincia di Milano. L'impianto in questione, funzionante dal 2010, è alimentato a cippato di legno vergine per la produzione in cogenerazione di energia elettrica ed energia termica.

Il combustibile impiegato nel processo di combustione è biomassa legnosa proveniente da colture energetiche dedicate: cippato di pioppo con umidità relativa attorno al 50% e PCI = 1820 kcal/kg. Questo viene accumulato nell'area circostante la centrale, all'interno di una fossa di stoccaggio delle dimensioni di 850 m³.

Secondo le specifiche di progetto l'intero impianto si compone di diversi componenti:

- circuito ORC (Organic Rankine Cycle) per la produzione di energia elettrica da 999 kW_{el}, con disponibilità di energia termica di recupero fino a 4.225 kW_{th};
- caldaia ad olio diatermico (G700) per la produzione di energia termica; potenza nominale pari a 8.000 kW_{th};
- caldaia ad acqua calda (G500) per la produzione di energia termica; potenza nominale pari a 5.000 kW_{th};
- caldaia di riserva alimentata a gas naturale, dimensionata per poter coprire l'intera curva di domanda della rete di TLR in caso di mancata produzione dalle caldaie a cippato.

L'energia elettrica prodotta dalla centrale cogenerativa viene interamente ceduta alla rete elettrica nazionale. Il calore generato, invece, è destinato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento. Il TLR è stato dimensionato per servire inizialmente 26 edifici residenziali (per una potenza termica richiesta di 12 MW_{th}) ai quali aggiungere, successivamente alla messa in servizio della rete, altre 3 utenze (da 3 MW_{th} complessivi).

La rete è pensata per lavorare con temperatura di mandata dell'acqua calda di circa 90 °C e temperatura di ritorno di 60 °C. Le tubazioni sono pre-isolate e installate in posizione interrata. Le utenze vengono servite grazie all'installazione di tre pompe di circolazione, secondo la logica 3 x 50%: le prime due pompe sono necessarie alla circolazione a pieno carico dell'acqua nella rete, mentre la terza funge da organo di sicurezza in caso di rottura o malfunzionamento di una delle due pompe primarie.

Le utenze allacciate alla rete sono tutte di tipo domestico; non hanno subito variazioni significative dalla messa in funzione dell'impianto ad oggi.

Durante i periodi di funzionamento dell'impianto sono stati raccolti saltuariamente dati relativi al reale funzionamento dei generatori e della rete di TLR: l'analisi di questi dati permette di avere un esempio concreto della richiesta di energia termica da parte di un gruppo di utenze domestiche. I valori analizzati si riferiscono al mese di febbraio, mese caratteristico per la stagione di riscaldamento:

- variazioni giornaliere della domanda di energia termica nell'arco del mese di febbraio 2014;
- andamento specifico della richiesta termica nell'arco di due giornate tipo per febbraio 2012.

In primo luogo si riportano per febbraio 2014 i valori giornalieri medi e di picco della potenza termica fornita alle utenze (*Tabella 5. I*)³³. Assieme a questi si sono raccolti i dati storici delle temperature minime, medie e massime delle singole giornate³⁴.

³³ In tabella non vengono riportati i valori relativi agli ultimi giorni del mese (26 – 27 – 28 febbraio) poiché i dati forniti dalla strumentazione sono falsati da errori di misura e quindi non attendibili per quanto concerne lo studio.

³⁴ Dati meteo forniti da Il Meteo, «Archivio Meteo Milano - Che tempo faceva a Milano nel Febbraio 2014».

Data		P _{th} [kW]	t _{est-MIN} [°C]	t _{est-MAX} [°C]	t _{est-MED} [°C]
01-feb-14	MAX	6.697,90	3,00	5,00	5,00
	MED	4.299,00			
02-feb-14	MAX	6.279,80	4,00	8,00	6,00
	MED	4.363,50			
03-feb-14	MAX	5.909,90	6,00	8,00	7,00
	MED	4.025,70			
04-feb-14	MAX	5.860,70	6,00	7,00	7,00
	MED	4.168,50			
05-feb-14	MAX	5.938,40	6,00	7,00	7,00
	MED	4.166,80			
06-feb-14	MAX	6.098,80	3,00	11,00	7,00
	MED	3.877,20			
07-feb-14	MAX	5.621,30	4,00	7,00	6,00
	MED	3.970,00			
08-feb-14	MAX	5.890,40	2,00	7,00	5,00
	MED	4.258,00			
09-feb-14	MAX	5.740,80	4,00	12,00	7,00
	MED	3.992,10			
10-feb-14	MAX	5.877,10	3,00	6,00	5,00
	MED	4.490,40			
11-feb-14	MAX	6.145,60	3,00	10,00	6,00
	MED	4.143,30			
12-feb-14	MAX	6.157,10	3,00	16,00	8,00
	MED	3.768,10			
13-feb-14	MAX	6.345,90	2,00	7,00	5,00
	MED	4.201,10			
14-feb-14	MAX	6.194,00	2,00	13,00	7,00
	MED	3.976,10			
15-feb-14	MAX	5.697,50	2,00	8,00	6,00
	MED	3.934,20			
16-feb-14	MAX	5.517,30	6,00	8,00	7,00
	MED	3.957,90			
17-feb-14	MAX	5.443,50	7,00	11,00	8,00
	MED	3.641,60			
18-feb-14	MAX	5.433,60	6,00	12,00	9,00
	MED	3.461,90			
19-feb-14	MAX	4.952,00	8,00	10,00	9,00
	MED	3.612,50			
20-feb-14	MAX	5.261,90	7,00	11,00	9,00
	MED	3.595,40			
21-feb-14	MAX	5.428,50	6,00	13,00	9,00
	MED	3.311,00			
22-feb-14	MAX	5.239,50	5,00	15,00	9,00
	MED	3.275,90			
23-feb-14	MAX	5.372,30	4,00	13,00	8,00
	MED	3.289,30			
24-feb-14	MAX	5.700,60	2,00	14,00	8,00
	MED	3.242,20			
25-feb-14	MAX	5.711,40	1,00	13,00	7,00
	MED	3.376,00			

Tabella 5. 1 Valori giornalieri di potenza termica media e di picco fornita dall'impianto alla rete di TLR per febbraio 2014

Le variazioni della potenza nel periodo di interesse si possono visualizzare attraverso delle curve di andamento (Figura 5. 1 e Figura 5. 2): si riportano graficamente gli andamenti giornalieri per tutta la durata del mese, a confronto con le variazioni della temperatura esterna media.

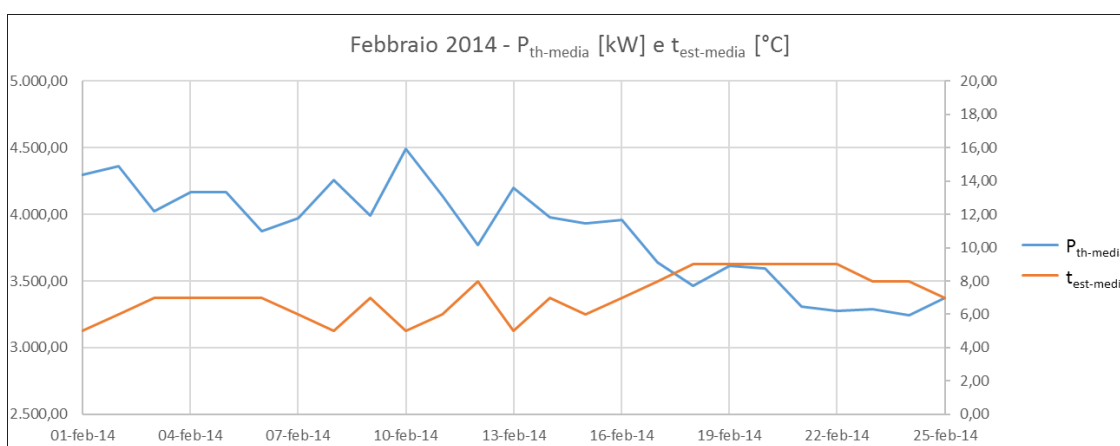


Figura 5. 1 Potenza termica media richiesta dalla rete di TLR nel mese di febbraio 2014; variazione della temperatura media esterna

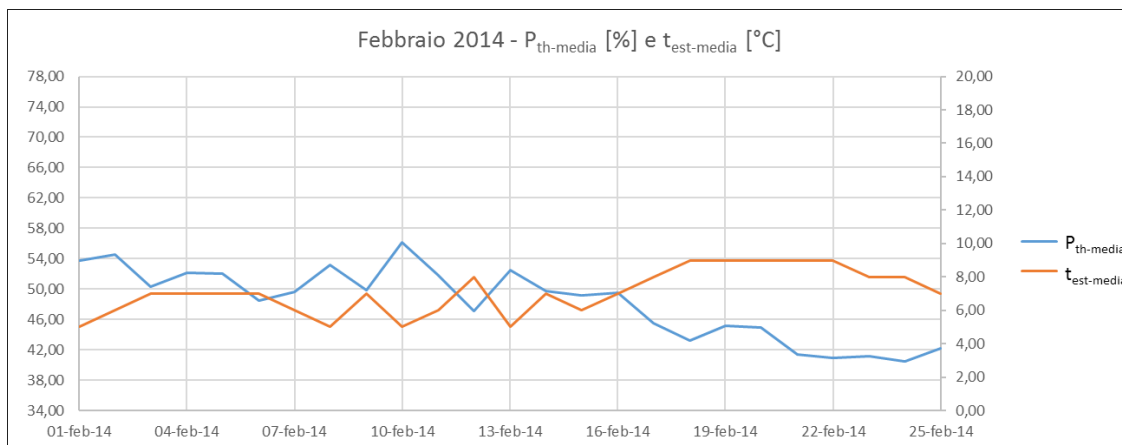


Figura 5. 2 Potenza termica di picco richiesta dalla rete di TLR nel mese di febbraio 2014; variazione della temperatura media esterna

Dalle curve sopra riportate si può vedere come la domanda di potenza da parte delle utenze sia vincolata alla variazione di temperatura ambiente: al crescere della temperatura esterna la necessità di calore diminuisce. Questo risulta più evidente nel caso studiato, poiché si stanno considerando esclusivamente utenze di tipo domestico, che utilizzano il calore prevalentemente per il riscaldamento degli ambienti.

La potenza termica media richiesta all'impianto è compresa all'interno di un intervallo abbastanza definito (3.200 – 4.500 kW_{th}), se si trascurano i dati relativi agli ultimi giorni del mese che sono falsati da errori di misurazione significativi. Il picco di richiesta di fine mese non è rappresentativo del reale funzionamento dell'impianto, a maggior ragione se confrontato con le temperature esterne medie, che non evidenziano particolari variazioni.

La domanda termica massima giornaliera è caratterizzata da oscillazioni maggiori rispetto a quella media, ma rimane ampiamente all'interno delle potenzialità dell'impianto. A tal proposito è importante evidenziare come la caldaia ad olio diatermico lavori con potenze ben al di sotto della sua potenza nominale (8.000 kW_{th}), nell'intorno del 50% del suo potenziale. L'impianto di produzione, rispetto alle esigenze delle utenze servite dalla rete di TLR, risulta sovradimensionato: il calore viene fornito interamente dalla caldaia con circuito ad olio diatermico (G700), mentre la caldaia ad acqua calda (G500) non entra mai in funzione.

Entrando maggiormente nel dettaglio, si procede con l'analisi di due giornate significative di cui sono forniti i seguenti valori, registrati dai sensori di misura ogni 60 secondi per tutta la durata della giornata:

- temperatura di mandata dell'acqua calda alla rete di teleriscaldamento, t_{M-TLR} in °C;
- temperatura di ritorno dell'acqua fredda dalla rete di TLR, t_{R-TLR} in °C;
- portata d'acqua immessa nella rete, Q_{TLR} in m³/h.

Da queste misure è possibile ricavare il valore della potenza termica P_{th-TLR} in kW ceduta alla rete, secondo la formula:

$$P_{th-TLR} = \frac{Q_{TLR}}{3600} \cdot \rho_{R-TLR} \cdot (h_{M-TLR} - h_{R-TLR}) \quad (5.1)$$

dove ρ_{R-TLR} = densità dell'acqua di ritorno dalla rete di TLR

h_{M-TLR} = entalpia dell'acqua di mandata alla rete di TLR

h_{R-TLR} = entalpia dell'acqua di ritorno dalla rete di TLR

Le due giornate prese in esame sono venerdì 17 febbraio 2012 e giovedì 23 febbraio 2012. Si riportano di seguito in tabella (*Tabella 5. 2* e *Tabella 5. 3*) alcuni valori significativi delle due giornate; in forma grafica le variazioni di temperatura di mandata e di ritorno nella rete di teleriscaldamento (*Figura 5. 4*, *Figura 5. 5*, *Figura 5. 7* e *Figura 5. 8*) e della potenza termica fornita alle utenze (*Figura 5. 3* e *Figura 5. 6*) considerando i dati forniti per ogni minuto dalle misurazioni³⁵.

L'energia termica viene valutata in uscita dalla centrale di produzione, senza tener conto delle perdite per dispersione termica della rete di distribuzione e delle perdite per scambio termico tra la rete e le singole utenze servite.

Il primo giorno studiato è venerdì 17 febbraio, un giorno infrasettimanale, lavorativo. Si riportano per completezza anche i dati relativi alle condizioni climatiche³⁶:

- $t_{amb-med} = 8 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- $t_{amb-min} = 7 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- $t_{amb-max} = 11 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Dati riassuntivi TLR - 17 Febbraio 2012				
	$t_{R-TLR} [^\circ\text{C}]$	$t_{M-TLR} [^\circ\text{C}]$	$Q_{TLR} [\text{m}^3/\text{h}]$	$P_{th-TLR} [\text{kW}]$
MAX	81,94	91,11	327,69	8.837,35
MIN	56,60	78,54	212,67	2.576,44
MED	69,54	84,05	277,00	4.655,44

Tabella 5. 2 Dati riassuntivi relativi al 17 febbraio 2012

³⁵ I sensori installati nell'impianto di generazione restituiscono un valore al minuto per tutto l'arco della giornata; in alcune fasce orarie per entrambe le giornate si sono riscontrati errori di misura, tali per cui la potenza termica fornita sarebbe risultata negativa. In questi intervalli di tempo, le misure sono state modificate stimando dei valori medi tra quelli precedenti e quelli successivi restituiti dai sensori. L'andamento ottenuto è in linea che i restanti valori reali misurati.

³⁶ Dati storici climatici forniti da Il Meteo, «Archivio Meteo Milano - Che tempo faceva a Milano nel Febbraio 2012».

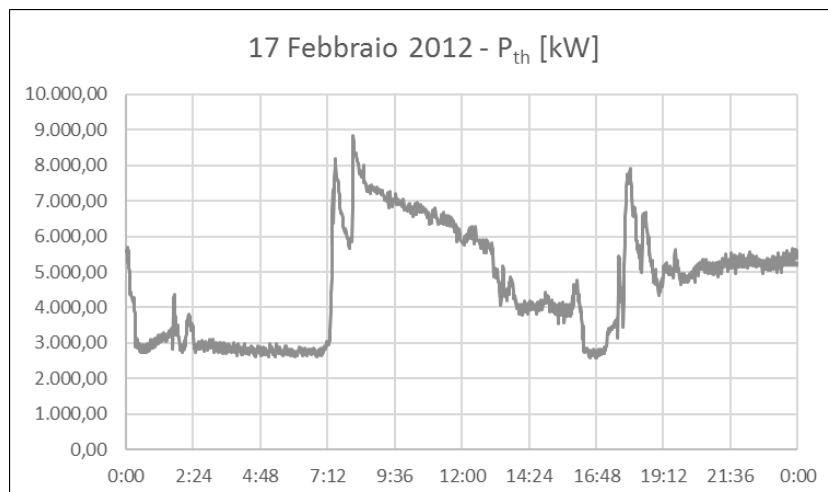


Figura 5. 3 Andamento della potenza termica in funzione del tempo; 17 febbraio 2012

Il grafico della potenza termica ceduta alle utenze conferma la presenza delle caratteristiche, identificate in precedenza, tipiche di un gruppo di utenze domestiche: domanda nelle ore notturne pressoché costante, attorno ad un valore molto basso; tre picchi significativi durante la giornata. Nel caso specifico la richiesta termica delle ore notturne si attesta attorno a valori di 3.000-3.500 kW_{th}. Per quanto riguarda l'analisi dei tre picchi di domanda, la loro identificazione risulta meno immediata: il primo picco, quello massimo, è stato registrato tra le 7.15 e le 8.30 circa; il secondo intorno alle 12.00; il terzo la sera tra le 18.00 e le 19.00. Come da previsione, la maggiore richiesta energetica si verifica nelle prime ore del giorno quando gli inquilini si svegliano ed iniziano tutte le attività quotidiane (la temperatura di riscaldamento degli ambienti viene aumentata per un miglior confort). In questo esempio il picco delle ore 8.00 non è del tutto distinto da quello delle 12.00: probabilmente l'andamento è influenzato da una maggiore presenza in casa di parte degli inquilini e quindi da maggiori esigenze termiche nel corso della mattinata. La potenza richiesta dalla rete dopo le 8.30 diminuisce più gradatamente, rispetto alle aspettative, fino a congiungersi con il picco dell'ora di pranzo.

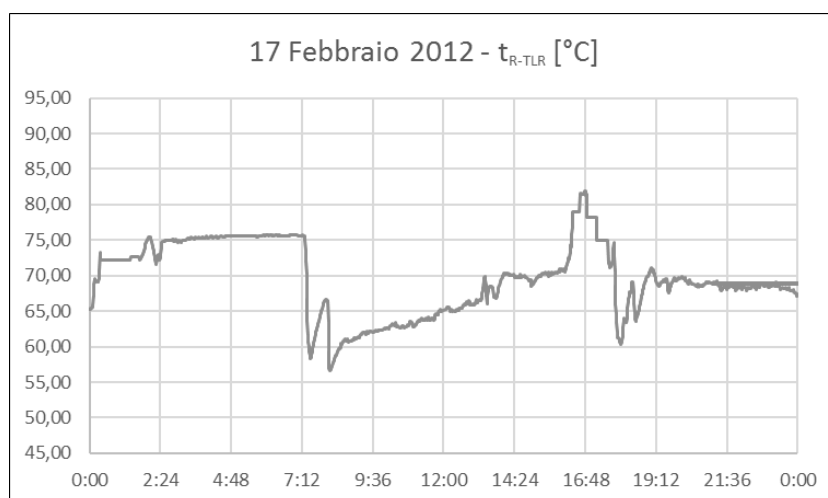


Figura 5. 4 Andamento della temperatura di ritorno dell'acqua dalla rete in funzione del tempo; 17 febbraio 2012

La temperatura dell'acqua di ritorno oscilla nell'intervallo 60-80 °C, restando mediamente sopra al valore di progetto (60 °C); questo si verifica soprattutto nelle ore notturne quando la richiesta termica della rete è notevolmente ridotta. Dal grafico si può vedere come al crescere della domanda, quindi all'aumentare del calore prelevato dalla rete, la temperatura dell'acqua di ritorno diminuisca: questo è un segnale importante per l'impianto di produzione, che registra una maggiore richiesta da parte delle utenze e quindi aumenta la potenza per rispondere alla crescente domanda. La caldaia alimentata a cippato di legno impiega circa mezz'ora per rispondere ad una variazione di carico.

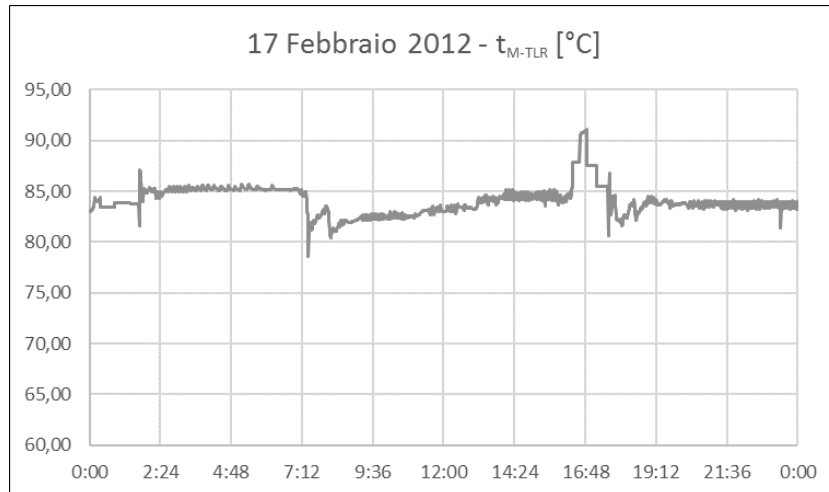


Figura 5. 5 Andamento della temperatura di mandata dell'acqua alla rete in funzione del tempo; 17 febbraio 2012

L'andamento della temperatura di mandata, misurato in uscita dalla centrale, risulta molto stabile: risente poco delle variazioni di domanda: la modulazione della produzione in caldaia è sempre regolata per fornire acqua alla rete di TLR alla temperatura di 85-90 °C.

Il secondo giorno, nel quale è stata fatta la campagna di misure, è giovedì 23 febbraio; sempre una giornata lavorativa. Si riportano anche in questo caso i dati storici climatici:

- $t_{amb-med} = 8 \text{ °C}$;
- $t_{amb-min} = 4 \text{ °C}$;
- $t_{amb-max} = 13 \text{ °C}$.

Dati riassuntivi TLR - 23 Febbraio 2012				
	$t_{R-TLR} \text{ [°C]}$	$t_{M-TLR} \text{ [°C]}$	$Q_{TLR} \text{ [m}^3\text{/h]}$	$P_{th-TLR} \text{ [kW]}$
MAX	76,11	85,38	366,03	11.054,33
MIN	50,76	65,07	265,05	2.655,60
MED	70,84	82,43	314,46	4.216,58

Tabella 5. 3 Dati riassuntivi relativi al 23 febbraio 2012

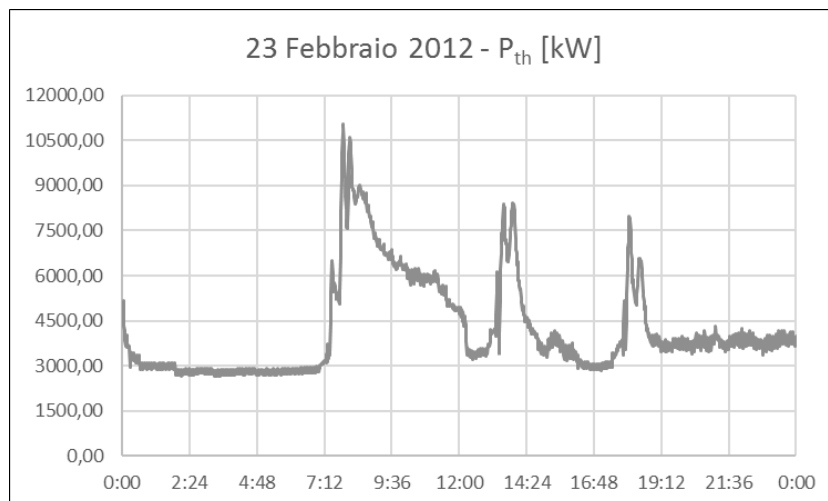


Figura 5. 6 Andamento della potenza termica in funzione del tempo; 23 febbraio 2012

L'andamento della potenza termica richiesta della rete per il 23 febbraio corrisponde a quanto descritto in letteratura per impianti di teleriscaldamento al servizio di sole utenze domestiche. In questo esempio i tre picchi sono molto più marcati, come pure la domanda di base delle ore notturne è bassa e costante. La richiesta massima si registra tra le 7.15 e le 9.00; altri due picchi, di minore intensità attorno alle 13.00-14.00 ed alla sera alle 18.00-19.00.

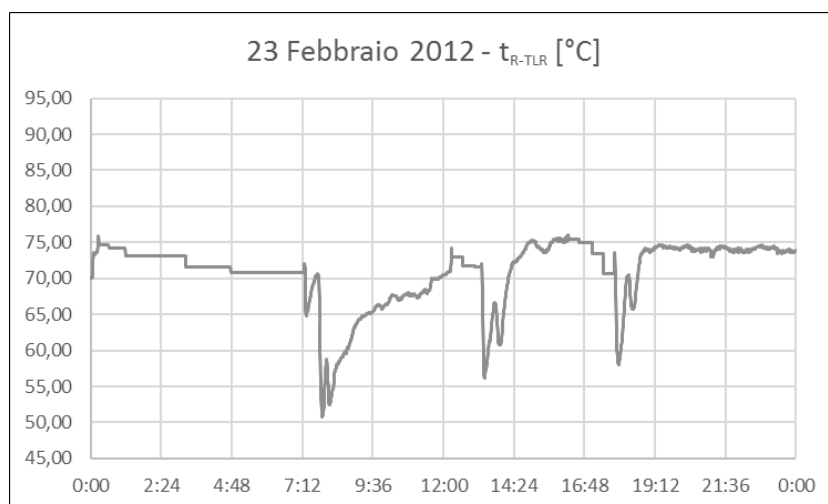


Figura 5. 7 Andamento della temperatura dell'acqua di ritorno dalla rete in funzione del tempo; 23 febbraio 2012

L'andamento della temperatura di ritorno, misurata in ingresso alla centrale, rispecchia chiaramente le variazioni di domanda di calore da parte dell'utenza evidenziando tre variazioni molto marcate: al crescere rapido della domanda, la rete restituisce in centrale acqua ad una temperatura inferiore al valore di progetto (60 °C). A questo drastico abbassamento di temperatura, segue la modulazione della caldaia ad olio diatermico e la maggiore produzione di potenza da parte dell'impianto. Da questo grafico si rileva facilmente come la riduzione di temperatura dell'acqua preceda di circa mezz'ora il picco di potenza: questo ritardo corrisponde al tempo di reazione della caldaia alimentata a cippato.

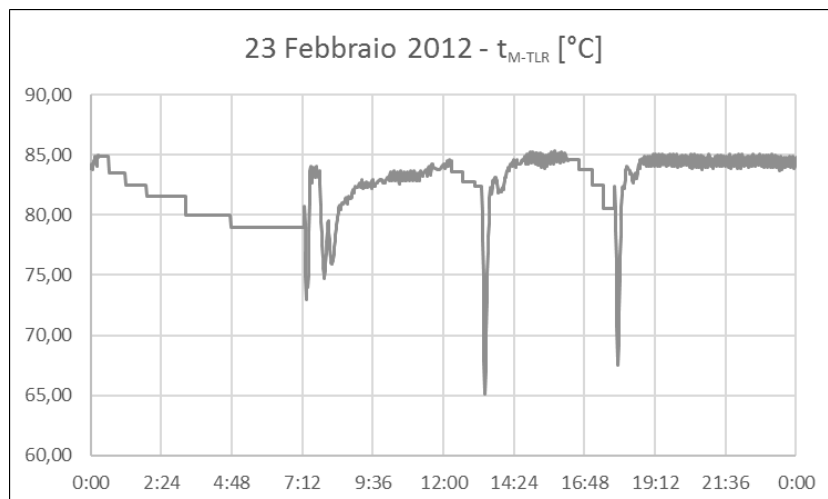


Figura 5. 8 Andamento della temperatura dell'acqua di mandata alla rete in funzione del tempo; 23 febbraio 2012

La temperatura di mandata, a differenza del caso precedente, ha una curva segnata da alcune variazioni significative, seppure di breve durata. Le forti riduzioni sono conseguenza della crescente domanda termica dell'utenza. Queste si collocano in corrispondenza dei picchi di potenza: l'acqua della rete di TLR torna all'impianto a temperatura più bassa (temperatura di ritorno ridotta) al crescere della domanda; questo fa aumentare il carico della caldaia, che non riesce però a variare la potenza abbastanza rapidamente ed in un primo momento non riscalda l'acqua fino alla temperatura di mandata di progetto (85 °C). Quando il processo di combustione si stabilizza l'impianto riesce a garantire all'utenza la potenza termica di cui necessita.

Per completare l'analisi si mettono a confronto le curve di potenza termica in funzione del tempo delle due giornate appena descritte (Figura 5. 9).

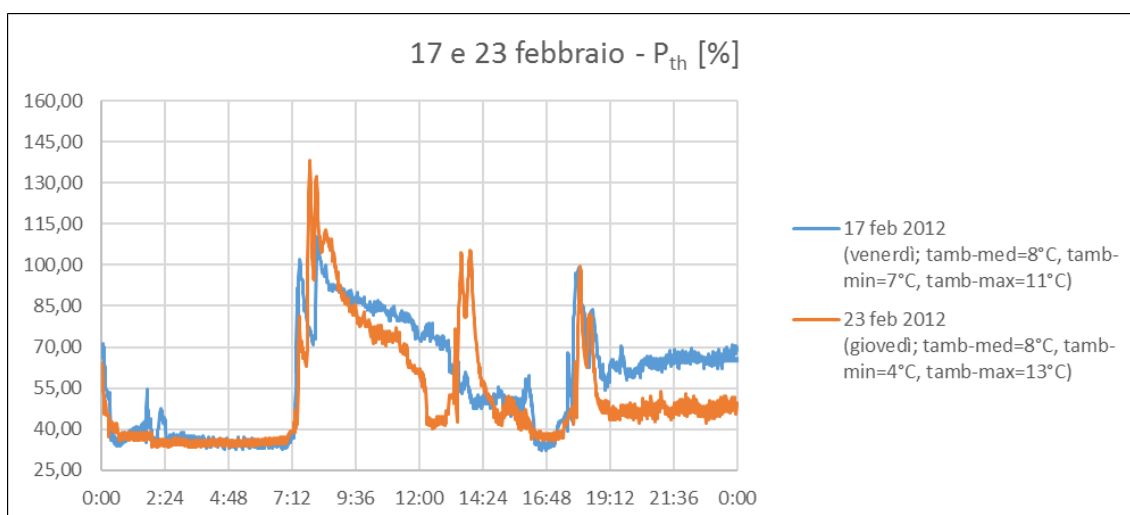


Figura 5. 9 Confronto dell'andamento della potenza termica in funzione del tempo; 17 e 23 febbraio 2012

Si mettono a confronto due giorni infrasettimanali caratterizzati dalla medesima temperatura esterna media di 8 °C, ma escursioni termiche nell'arco della giornata differenti (riportate nella

legenda del grafico). La potenza termica è espressa in forma percentuale, non in kW_{th}; come potenza massima di progetto si è considerata la potenza per la quale è stata dimensionata la caldaia ad olio diatermico (8.000 kW_{th}) e non la somma della potenza delle due caldaie alimentate a cippato installate. Questa scelta è stata fatta sulla base dell'osservazione del mancato avvio della caldaia ad acqua calda per l'intera durata del mese di febbraio. Per entrambe le giornate studiate la potenza termica media richiesta dall'utenza rimane attorno al 50% delle potenzialità della caldaia, che risulta quindi fortemente sovrastimata rispetto alle esigenze della rete, costretta a lavorare spesso a carico ridotto con sicure perdite di efficienza in camera di combustione.

Grazie alla sovrapposizione delle due curve si possono verificare somiglianze e differenze tra le domande di calore dei due giorni:

- nelle ore notturne la domanda di potenza termica rimane bassa e pressoché costante;
- entrambi i giorni sono caratterizzati da tre picchi di potenza P_{th};
- variazioni maggiori e più marcate (stimate al 100-135%) per quanto concerne l'andamento del 23 febbraio con elevata richiesta di potenza in fasce orarie ristrette;
- domanda di calore da parte delle utenze diffusa nell'arco della giornata nel corso di venerdì 17 febbraio.

Si riportano di seguito i grafici che raccolgono le variazioni della temperatura di ritorno e di mandata (Figura 5. 10 e Figura 5. 11) per i due giorni in esame.

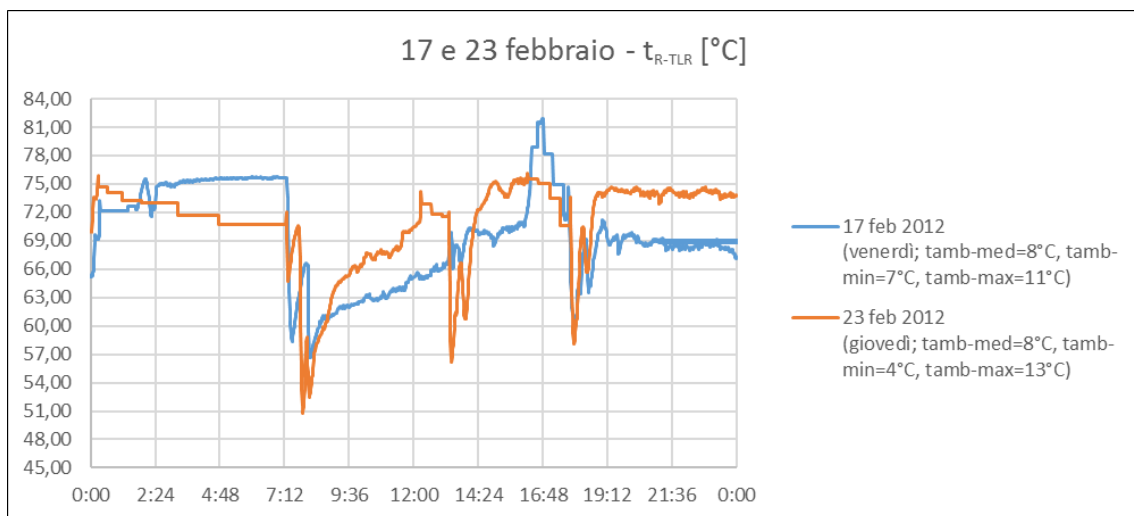


Figura 5. 10 Confronto dell'andamento della temperatura di ritorno in funzione del tempo; 17 e 23 febbraio 2012

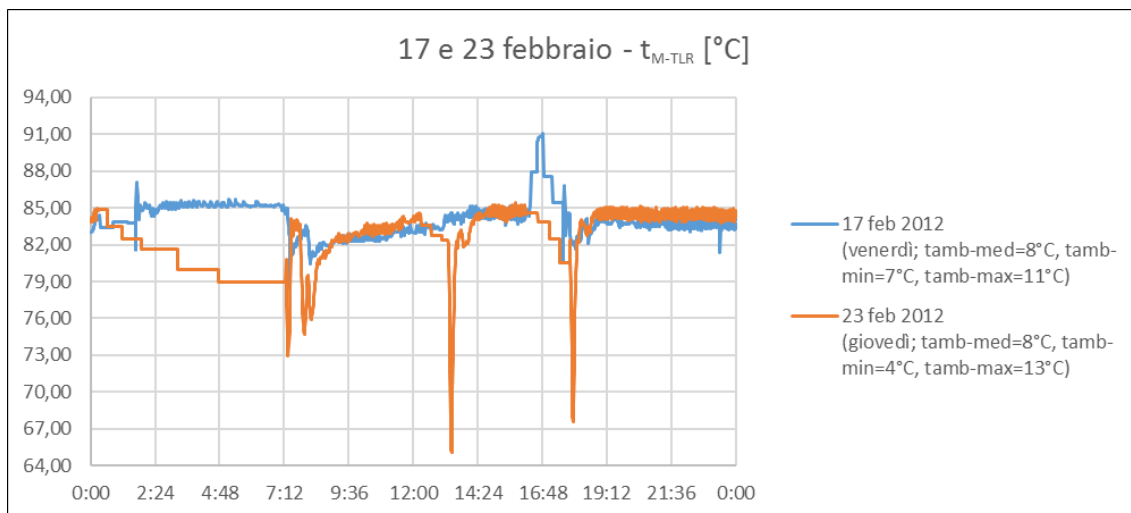


Figura 5. 11 Confronto dell'andamento della temperatura di mandata in funzione del tempo; 17 e 23 febbraio 2012

5.3 Utenza pubblica

Quando si parla di utenza pubblica³⁷, ci si riferisce ad un insieme molto vasto di strutture ed esercizi, con funzioni ed esigenze anche molto diverse tra loro. Strutture di tipo pubblico sono tutti gli edifici di proprietà del comune come scuole, centri ricreativi, palestre, ospedali, ma anche edifici di proprietà di privati impiegati per attività del settore terziario: uffici, centri sportivi, negozi e centri commerciali, alberghi.

Queste strutture si differenziano dalle utenze domestiche per il tipo di attività svolte al loro interno e quindi di conseguenza anche per la differente richiesta di energia termica nell'arco dell'anno, ma anche di una giornata tipo. L'allacciamento in rete di teleriscaldamento di un cospicuo numero di queste utenze può condizionare molto la domanda, modificando il diagramma della richiesta di energia termica complessiva.

Nel caso di utenze terziarie adibite ad uso ufficio, per esempio, la richiesta di calore per ACS è nettamente inferiore al caso di utenze residenziali; la necessità per il riscaldamento nel periodo invernale si distribuisce in modo più omogeneo durante le ore lavorative, mentre diminuisce drasticamente nelle ore notturne. Per il periodo estivo, poiché la richiesta di acqua calda sanitaria è esigua, anche la necessità di fornitura di calore è ridotta a valori minimi. Allo stesso andamento giornaliero sono riconducibili le curve di domanda tipiche di scuole ed esercizi commerciali (in relazione alle ore di utilizzo delle strutture). Per il calcolo della domanda si devono valutare adeguatamente i giorni festivi, o comunque di chiusura delle strutture considerate, nei quali non vi è richiesta di calore.

Differenti sono invece le necessità per le strutture ospedaliere: il grande impiego di ACS e la necessità di mantenere temperature costanti all'interno degli edifici determina una curva di domanda di carico abbastanza stabile: la richiesta di calore è elevata durante tutto l'arco della giornata; risulta significativa anche nei mesi estivi. Analogamente anche edifici come palestre,

³⁷ Analisi dell'utenza pubblica sviluppata da Baldin, «Riqualificazione energetica di un quartiere del comune di Padova: analisi tecnica e considerazioni sociali».

piscine e centri sportivi richiedono elevate forniture di energia termica per un gran numero di ore, durante tutto l'anno.

La presenza di utenza di questo tipo, allacciate alla rete di TLR, costituisce una grande risorsa per la centrale poiché garantisce una domanda di energia termica relativamente stabile: il carico delle utenze pubbliche costituisce, qualora presente, il carico di base per l'impianto che si trova quindi a lavorare in condizioni più stabili e più efficienti. Per gli impianti alimentati a cippato di legno vergine, questa condizione è sicuramente favorevole e da ricercare in fase di progettazione.

Si riporta una curva di domanda tipica per una rete di TLR a servizio di un insieme di utenze domestiche e pubbliche (*Figura 5. 12*): l'andamento caratteristico è segnato da due picchi di richiesta termica in corrispondenza delle prime ore della giornata (6.00-8.00) e delle ore serali (17.00-18.00). Questo andamento evidenzia come la presenza di utenze pubbliche vada a ridurre le variazioni della curva di domanda garantendone una maggiore stabilità di esercizio, pur mantenendo significativi picchi. Le esigenze domestiche molto variabili vengono in parte appianate dalle esigenze del settore terziario, soprattutto nelle ore centrali della giornata.

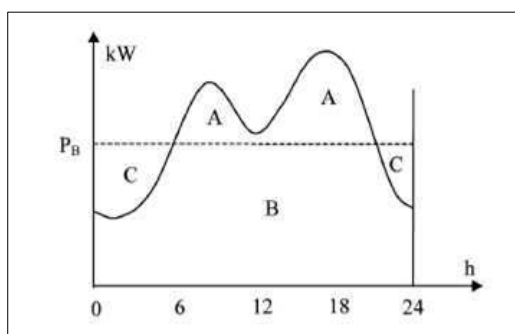


Figura 5. 12 Esempio di diagramma di carico giornaliero per la stagione invernale. Sono evidenziate: le punte di carico (A), il carico base (B) e le eccedenze (C)

5.3.1 Esempio di impianto di TLR per un gruppo di utenze domestiche e pubbliche

In questo paragrafo si vuole approfondire l'analisi di un impianto, situato nella provincia di Padova, alimentato a cippato di legno vergine: il generatore produce esclusivamente energia termica destinata ad alimentare una rete di teleriscaldamento alla quale sono allacciate sia utenze domestiche, che di tipo pubblico.

La rete è entrata in funzione nel 2010 per la fornitura di 61 utenze; successivamente è stata ampliata fino a servire 76 utenze che si distinguono in 7 strutture pubbliche e 69 edifici di tipo residenziale. Le utenze pubbliche, in particolare, sono:

- una scuola materna;
- una scuola elementare;
- una scuola media;
- il municipio;
- un edificio che ospita una cooperativa sociale;

- un centro ricreativo per giovani ed anziani;
- una palestra.

La centrale si compone di una caldaia a cippato da 700 kW_{th} per la produzione dell'energia termica richiesta dalla rete. Il combustibile ligno-cellulosico, fornito da ditte esterne, viene stoccato all'interno di una fossa appositamente predisposta all'esterno della centrale, in attesa di essere impiegato in camera di combustione. Per il cippato impiegato si ipotizza PCI = 1800 kcal/kg.

Assieme alla caldaia a biomassa, che costituisce l'organo principale dell'impianto di generazione, è installata anche una caldaia integrativa alimentata a gas naturale. Questa è collegata in serie alla caldaia a cippato, sulla rete di TLR, e si sostituisce all'impianto a biomassa qualora vi siano problemi di funzionamento dello stesso, tali per cui la domanda dell'utenza non sia pienamente o totalmente soddisfatta. La centrale a gas naturale viene alimentata dalla rete di metanodotti pubblica presente sul territorio comunale. Il collegamento in serie tra i due impianti implica che il funzionamento di uno dei due, escluda l'operato dell'altro in automatico. L'installazione e l'allacciamento sono stati pensati per garantire la continuità del servizio alle utenze in caso di guasto o blocco caldaia.

La rete di TLR che rifornisce le utenze è dimensionata per lavorare con temperatura di mandata dell'acqua di circa 80 °C e temperatura di ritorno di 60 °C. Le tubazioni sono pre-isolate e collocate in posizione interrata; disposte a formare una rete magliata che possa raggiungere e servire tutte le utenze. L'acqua calda circola all'interno della rete grazie all'installazione di 3 pompe idrauliche installate secondo la logica 3 x 50%.

L'impianto non è dotato di sistema di accumulo; la caldaia opera in modulazione per seguire le variazioni di domanda dell'utenza.

Recentemente sono state portate avanti delle campagne di misura che permettono di fare una valutazione della richiesta di energia termica caratteristiche per utenze miste di tipo domestico e pubblico. Si sceglie di studiare i dati relativi al mese di febbraio, in modo da poter successivamente confrontare i risultati con quelli ottenuti nel caso di sole utenze domestiche, (analizzato nel paragrafo precedente). Si vogliono studiare:

- le variazioni giornaliere della domanda di energia termica nell'arco del mese di febbraio 2016;
- l'andamento specifico della richiesta termica nell'arco di alcune giornate tipo per febbraio 2016.

Si riportano quindi i valori minimi, medi e massimi della potenza termica ceduta alla rete di TLR e delle temperature di ritorno e di mandata dell'acqua nelle condutture per il mese di febbraio (*Tabella 5. 4*). A questi si aggiungono i dati storici delle temperature esterne (massime, medie e minime) per tutti i giorni del mese³⁸.

³⁸ Tutti i dati storici relativi alle condizioni climatiche riportati in questo paragrafo sono forniti da Il Meteo, «Archivio Meteo Venezia - Che tempo faceva a Venezia nel Febbraio 2016».

Data		t _{R-TLR} [°C]	t _{M-TLR} [°C]	P _{th} [kW]	t _{est-MIN} [°C]	t _{est-MAX} [°C]	t _{est-MED} [°C]
01-feb-16	MAX	75,94	83,98	654,06	6,00	10,00	7,00
	MIN	58,80	67,92	136,76			
	MED	70,58	80,95	368,55			
02-feb-16	MAX	77,58	84,27	565,43	7,00	9,00	8,00
	MIN	65,15	81,23	159,59			
	MED	72,16	82,91	344,15			
03-feb-16	MAX	79,06	85,04	514,23	7,00	8,00	8,00
	MIN	66,77	80,42	148,70			
	MED	72,08	82,81	344,98			
04-feb-16	MAX	77,81	84,03	605,24	3,00	12,00	7,00
	MIN	62,64	79,89	153,56			
	MED	71,77	82,77	353,26			
05-feb-16	MAX	77,30	84,01	752,77	1,00	11,00	6,00
	MIN	52,44	62,12	78,77			
	MED	69,15	80,49	364,24			
06-feb-16	MAX	77,75	84,35	565,59	2,00	11,00	6,00
	MIN	64,13	80,59	151,81			
	MED	71,94	82,77	347,72			
07-feb-16	MAX	77,92	84,42	553,07	9,00	10,00	9,00
	MIN	65,00	81,18	143,12			
	MED	72,73	83,08	331,67			
08-feb-16	MAX	76,41	84,37	554,34	8,00	10,00	9,00
	MIN	66,52	81,41	212,07			
	MED	71,71	82,90	358,47			
09-feb-16	MAX	77,73	84,54	589,37	7,00	11,00	9,00
	MIN	64,95	81,30	151,55			
	MED	72,42	83,01	339,72			
10-feb-16	MAX	78,67	85,12	570,74	3,00	11,00	8,00
	MIN	64,62	81,08	123,96			
	MED	72,28	82,96	343,46			
11-feb-16	MAX	77,38	84,15	599,05	1,00	11,00	6,00
	MIN	63,38	79,81	160,57			
	MED	71,12	82,46	364,72			
12-feb-16	MAX	77,51	84,27	565,65	4,00	8,00	6,00
	MIN	63,70	80,26	146,58			
	MED	71,36	82,45	357,10			
13-feb-16	MAX	77,39	84,32	592,26	2,00	6,00	4,00
	MIN	63,79	80,70	158,46			
	MED	70,62	82,36	377,16			
14-feb-16	MAX	77,90	84,48	514,68	4,00	8,00	6,00
	MIN	66,13	80,80	164,35			
	MED	72,30	82,88	338,35			
15-feb-16	MAX	75,83	83,79	544,92	5,00	11,00	8,00
	MIN	65,01	81,12	206,92			
	MED	71,36	82,79	366,44			

Data		t _{R-TLR} [°C]	t _{M-TLR} [°C]	P _{th} [kW]	t _{est-MIN} [°C]	t _{est-MAX} [°C]	t _{est-MED} [°C]
16-feb-16	MAX	77,41	83,94	645,87	7,00	12,00	9,00
	MIN	62,23	80,65	172,70			
	MED	71,04	82,33	363,25			
17-feb-16	MAX	76,90	84,16	581,57	6,00	10,00	7,00
	MIN	63,69	80,33	164,36			
	MED	70,45	82,17	377,00			
18-feb-16	MAX	77,93	84,12	585,05	6,00	15,00	9,00
	MIN	63,80	80,24	162,21			
	MED	71,93	82,59	342,77			
19-feb-16	MAX	77,82	84,34	589,67	5,00	13,00	8,00
	MIN	63,58	79,82	144,07			
	MED	72,01	82,55	339,28			
20-feb-16	MAX	78,64	84,31	577,43	5,00	12,00	8,00
	MIN	64,45	80,78	145,65			
	MED	72,16	82,62	336,00			
21-feb-16	MAX	75,83	83,79	544,92	2,00	11,00	7,00
	MIN	65,01	81,12	206,92			
	MED	71,36	82,79	366,44			
22-feb-16	MAX	77,74	84,23	507,88	6,00	11,00	8,00
	MIN	67,00	81,56	155,79			
	MED	72,63	82,99	331,65			
23-feb-16	MAX	78,91	84,30	524,04	8,00	12,00	10,00
	MIN	67,06	81,68	132,42			
	MED	74,05	83,22	294,34			
24-feb-16	MAX	78,99	84,75	611,54	7,00	12,00	10,00
	MIN	59,77	65,68	84,31			
	MED	71,98	81,56	307,22			
25-feb-16	MAX	78,00	84,63	565,08	5,00	9,00	7,00
	MIN	65,23	81,09	161,03			
	MED	72,28	82,60	331,51			
26-feb-16	MAX	77,74	84,14	564,72	2,00	8,00	6,00
	MIN	63,61	79,92	151,73			
	MED	70,26	81,95	375,98			
27-feb-16	MAX	77,82	84,18	541,69	5,00	7,00	6,00
	MIN	63,53	80,06	152,38			
	MED	70,94	82,18	360,79			
28-feb-16	MAX	77,15	83,88	533,92	8,00	11,00	9,00
	MIN	65,79	81,33	154,74			
	MED	72,81	82,78	318,96			
29-feb-16	MAX	76,71	83,94	673,56	9,00	12,00	10,00
	MIN	52,82	56,80	-201,43			
	MED	68,22	77,72	301,37			

Tabella 5. 4 Valori giornalieri di potenza fornita dall'impianto alla rete di TLR e di temperatura di ritorno e di mandata dell'acqua nella rete stessa per febbraio 2016

Le variazioni della domanda da parte delle utenze servite dal teleriscaldamento si possono visualizzare attraverso delle curve di andamento (*Figura 5. 13* e *Figura 5. 14*): si riportano graficamente gli andamenti giornalieri per tutti i giorni di febbraio, a confronto con le variazioni della temperatura esterna media.

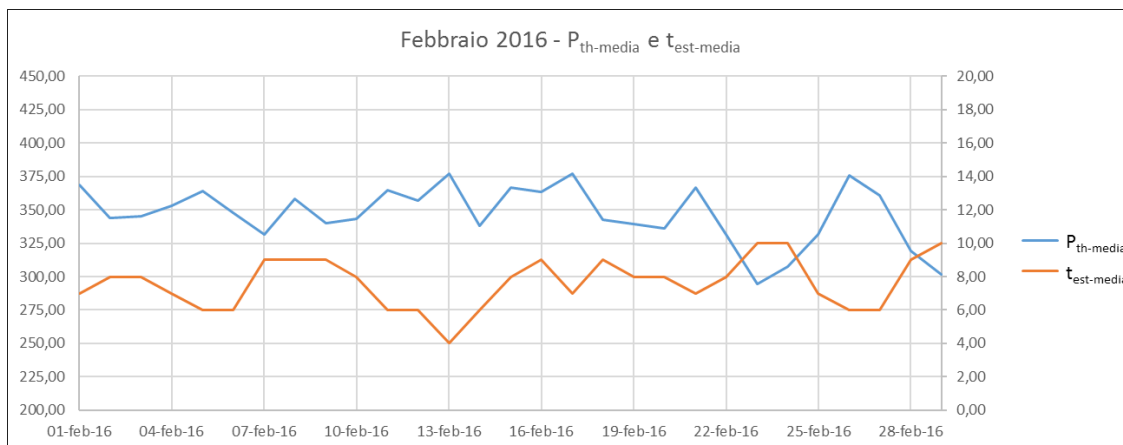


Figura 5. 13 Potenza termica media richiesta dalla rete di TLR nel mese di febbraio 2016; variazione della temperatura media esterna

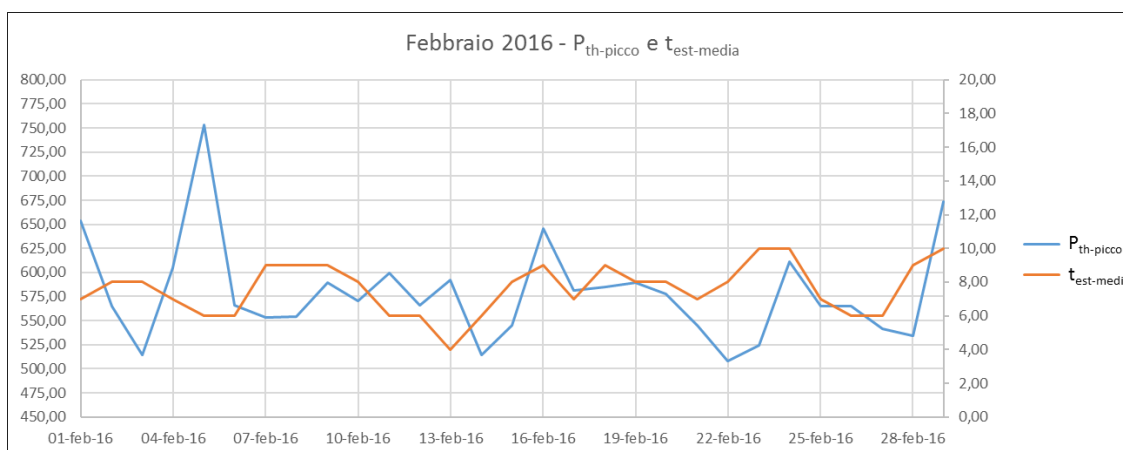


Figura 5. 14 Potenza termica di picco richiesta dalla rete di TLR nel mese di febbraio 2016; variazione della temperatura media esterna

Dallo studio di queste curve, come nel caso precedente, si può rilevare la stretta correlazione tra temperatura esterna e richiesta di calore necessario al riscaldamento degli ambienti: al diminuire della temperatura esterna cresce la domanda e viceversa.

La potenza termica mediamente fornita dall'impianto alla rete di TLR è di 355 kW_{th}, pari al 50% circa della potenza di taglia dell'impianto a biomassa. Anche la curva rappresentativa della potenza di picco riporta valori ben al di sotto della potenza massima di 700 kW_{th}, per la quale il sistema stato dimensionato. Si evidenzia la presenza di un solo picco di potenza anomalo in corrispondenza del 5 febbraio: in seguito ad un blocco caldaia avvenuto nel corso della giornata per problemi di malfunzionamento, la caldaia ha ripreso a funzionare inizialmente al massimo carico per poi tornare a modulare la produzione secondo le reali esigenze della rete. L'impianto si trova a lavorare sempre a carico ridotto, rispetto al proprio potenziale: questo significa che l'impianto è stato sovradimensionato rispetto al carico reale richiesto dal TLR. Un funzionamento di questo tipo comporta una riduzione dell'efficienza del processo di combustione, venendo a mancare le condizioni ideali di lavoro della caldaia di generazione.

Non sono riportati i dati relativi all'entrata in servizio della caldaia a gas naturale in seguito al malfunzionamento della caldaia a cippato (come avvenuto il 5 febbraio), poiché non sono disponibili misure specifiche.

Per tutto il mese di febbraio 2016 sono disponibili per l'analisi rilievi effettuali sul campo con sensori di misura con frequenza di 60 secondo; i dati raccolti riguardano:

- temperatura di mandata dell'acqua calda alla rete di teleriscaldamento, t_{M-TLR} in °C;
- temperatura di ritorno dell'acqua fredda dalla rete di TLR, t_{R-TLR} in °C;
- portata d'acqua immessa nella rete, Q_{TLR} in m³/h.

Da questi dati si ricava il valore, per ogni minuto della giornata, della P_{th-TLR} in kW in uscita dalla centrale termica (come descritto in precedenza).

Conoscendo i dati reali dell'andamento della domanda termica della rete di TLR per tutti i giorni del mese è possibile riportarli in forma aggregata nella curva di durata del carico (*Figura 5. 15*).

La curva caratteristica del funzionamento dell'impianto, per il mese oggetto di studio, rappresenta l'energia termica fornita dalla centrale in [kWh], in ordine decrescente, in funzione del numero di ore per le quali si è mantenuto tale livello energetico. L'energia termica media giornaliera viene stimata a partire dalla potenza media giornaliera attraverso l'espressione:

$$E_{th} = P_{th} \cdot ore_{giorno} \quad (5. 2)$$

Si riportano di seguito i risultati ottenuti, ordinati in funzione delle ore di funzionamento dell'impianto in ordine decrescente per l'energia termica fornita all'utenza (*Tabella 5. 5*).

giorno	ore	Pth febbraio 2016 [kW]	Eth febbraio 2016 [kWh]	curva febbraio 2016	
				9051,82	0
1-feb-16	24	368,55	8845,28	9051,82	24
2-feb-16	48	345,15	8283,69	9048,02	48
3-feb-16	72	344,98	8279,49	9023,47	72
4-feb-16	96	353,26	8478,27	8845,28	96
5-feb-16	120	364,24	8741,72	8794,51	120
6-feb-16	144	347,72	8345,26	8794,51	144
7-feb-16	168	331,67	7960,05	8753,24	168
8-feb-16	192	358,47	8603,29	8741,72	192
9-feb-16	216	339,72	8153,34	8717,96	216
10-feb-16	240	343,46	8243,04	8659,03	240
11-feb-16	264	364,72	8753,24	8603,29	264
12-feb-16	288	357,10	8570,47	8570,47	288
13-feb-16	312	377,16	9051,82	8478,27	312
14-feb-16	336	338,35	8120,49	8345,26	336
15-feb-16	360	366,44	8794,51	8283,69	360
16-feb-16	384	363,25	8717,96	8279,49	384
17-feb-16	408	377,00	9048,02	8243,04	408
18-feb-16	432	342,77	8226,37	8226,37	432
19-feb-16	456	339,28	8142,77	8153,34	456
20-feb-16	480	336,00	8064,02	8142,77	480
21-feb-16	504	366,44	8794,51	8120,49	504
22-feb-16	528	331,65	7959,60	8064,02	528
23-feb-16	552	294,34	7064,05	7960,05	552
24-feb-16	576	307,22	7373,33	7959,60	576
25-feb-16	600	331,51	7956,27	7956,27	600
26-feb-16	624	375,98	9023,47	7655,07	624
27-feb-16	648	360,79	8659,03	7373,33	648
28-feb-16	672	318,96	7655,07	7232,95	672
29-feb-16	696	301,37	7232,95	7064,05	696

Tabella 5. 5 Calcolo dell'energia termica in funzione delle ore di funzionamento dell'impianto nel mese di febbraio 2016

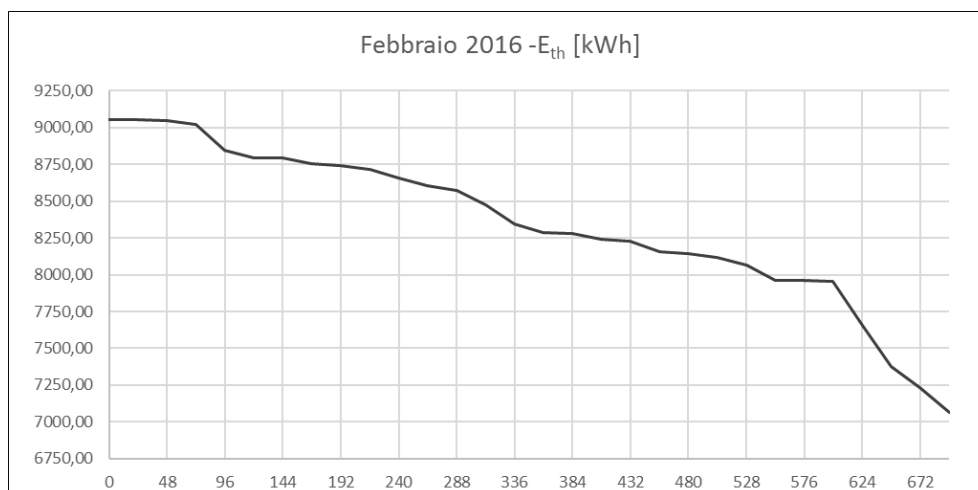


Figura 5. 15 Curva di durata del carico termico nel mese di febbraio 2016

Pur essendo una valutazione approssimativa dell'andamento della domanda, risulta evidente come per molte ore nell'arco del mese l'impianto debba rispondere a una domanda di calore molto bassa: il funzionamento a carico ridotto compromette in modo significativo le prestazioni della caldaia stessa.

In seguito a questa analisi preliminare, si procede nello studio degli andamenti caratteristici di alcuni giorni lavorativi in primo luogo; successivamente si valutano anche alcuni giorni festivi, per vedere come può variare la domanda.

I giorni infrasettimanali scelti sono venerdì 19 febbraio e giovedì 25 febbraio: sono stati scelti gli stessi giorni della settimana portati ad esempio nel caso di sole utenze domestiche per poter fare successivamente un confronto dei risultati ottenuti. Inoltre avendo a disposizione le stesse informazioni per tutti i giorni del mese si sono scelte giornate con temperature esterne medie approssimabili a quelle del caso precedente.

Si riportano quindi in tabella (*Tabella 5. 6* e *Tabella 5. 7*) i valori significativi dei due giorni e attraverso dei grafici le variazioni di temperatura di mandata e di ritorno dell'acqua nella rete di TLR (*Figura 5. 18*, *Figura 5. 18*, *Figura 5. 21* e *Figura 5. 21*) e della potenza termica fornita alle utenze (*Figura 5. 16* e *Figura 5. 19*).

Il primo giorno studiato è venerdì 19 febbraio. Si riportano anche i dati climatici storici relativi alle temperature esterne giornaliere:

- $t_{amb-med} = 8 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- $t_{amb-min} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- $t_{amb-max} = 13 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Dati riassuntivi TLR - 19 Febbraio 2016				
	t_{R-TLR} [°C]	t_{M-TLR} [°C]	Q_{TLR} [m ³ /h]	P_{th-TLR} [kW]
MAX	77,82	84,34	29,30	589,67
MIN	63,58	79,82	25,00	144,07
MED	72,01	82,55	27,99	339,28

Tabella 5. 6 Dati riassuntivi relativi al 19 febbraio 2016

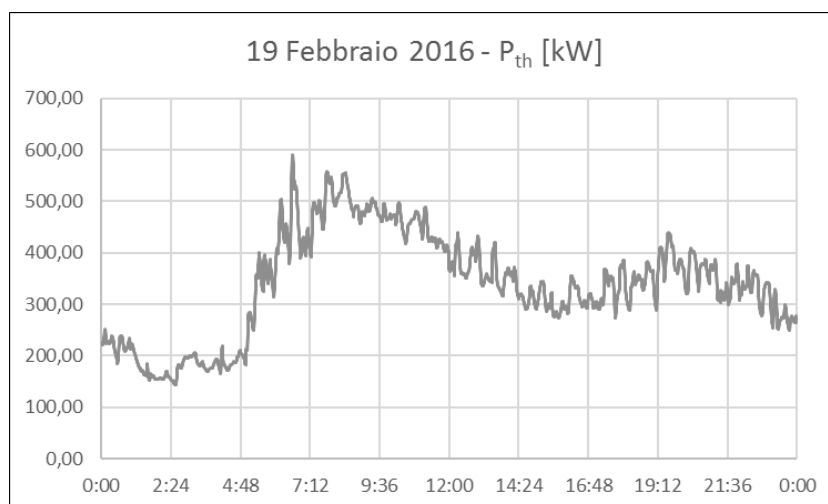


Figura 5. 16 Andamento della potenza termica in funzione del tempo; 19 febbraio 2016

Il grafico rappresentante la curva della potenza termica ceduta alla rete di TLR conferma l'andamento teorico descritto in precedenza per utenze pubbliche. La curva risultante si sviluppa nell'arco della giornata con due soli picchi: il primo picco di domanda al mattino (tra le 6.30 e le 8.30 circa); il secondo, di minore intensità durante le ore serali nell'intervallo 19.00-21.00. Le variazioni sono date dalla somma delle richieste di calore delle abitazioni e degli edifici pubblici. Le strutture pubbliche necessitano di energia durante tutta la giornata: questa richiesta ha un andamento omogeneo durante le ore lavorative e permette di appianare le forti variazioni dovute alle utenze domestiche. Il risultato ottenuto è una curva con variazioni graduali che permettono alla centrale di rispondere meglio alle variazioni di carico. Durante la notte, quando le strutture pubbliche sono chiuse, la potenza termica viene servita solamente alle abitazioni private, che hanno comunque esigenze contenute.

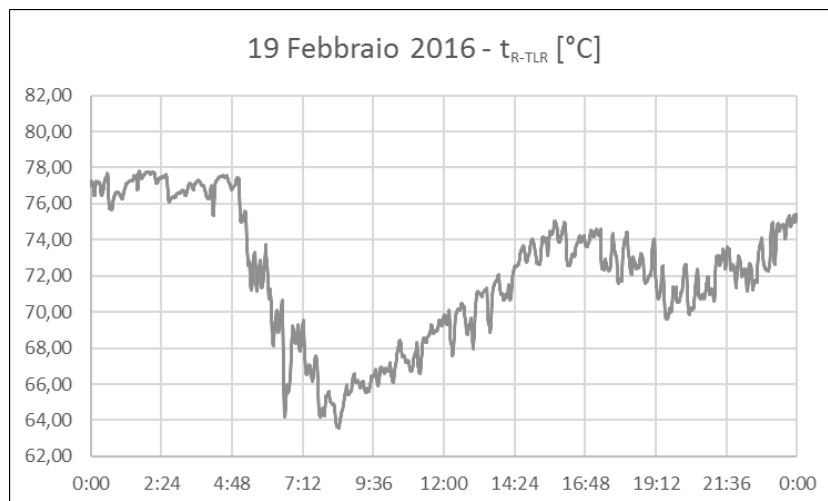


Figura 5. 17 Andamento della temperatura dell'acqua di ritorno dalla rete in funzione del tempo; 19 febbraio 2016

La temperatura dell'acqua di ritorno dalla rete di TLR è in media 72 °C; nettamente superiore al valore atteso di 60 °C (definito in fase di progettazione dell'impianto). La temperatura risulta ulteriormente più elevata nella notte, quando la richiesta termica è minima e decresce rapidamente nelle prime ore del giorno quando le utenze iniziano a prelevare calore dalla rete.

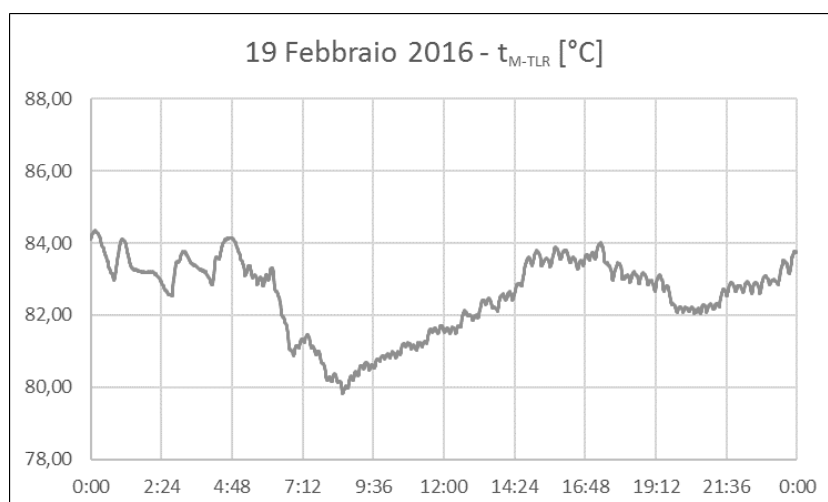


Figura 5. 18 Andamento della temperatura dell'acqua di mandata alla rete in funzione del tempo; 19 febbraio 2016

Lo stesso andamento si ha anche dal grafico della temperatura di mandata: la temperatura risente delle variazioni di domanda, seppure in modo meno marcato. Per quanto riguarda la temperatura media dell'acqua di mandata, questa è in linea con i dati di progetto che prevedevano di mandare alla rete acqua calda a 80 °C.

Un secondo giorno lavorativo di cui si riportano i dati relativi al funzionamento della rete di teleriscaldamento è giovedì 25 febbraio:

- $t_{amb-med} = 7 \text{ °C}$;

- $t_{amb-min} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- $t_{amb-max} = 9 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Dati riassuntivi TLR - 25 Febbraio 2016				
	$t_{R-TLR} [^{\circ}\text{C}]$	$t_{M-TLR} [^{\circ}\text{C}]$	$Q_{TLR} [\text{m}^3/\text{h}]$	$P_{th-TLR} [\text{kW}]$
MAX	78,00	84,63	29,30	565,08
MIN	65,23	81,09	25,00	161,03
MED	72,28	82,60	27,99	331,51

Tabella 5. 7 Dati riassuntivi relativi al 25 febbraio 2016

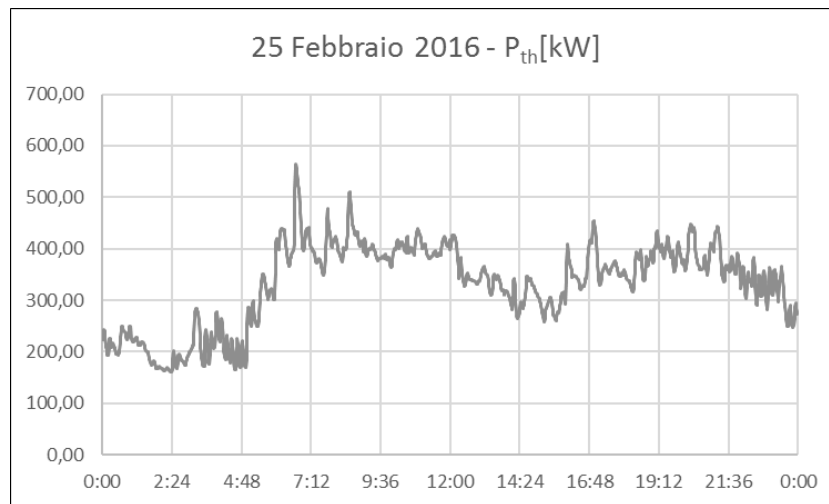


Figura 5. 19 Andamento della potenza termica in funzione del tempo; 25 febbraio 2016

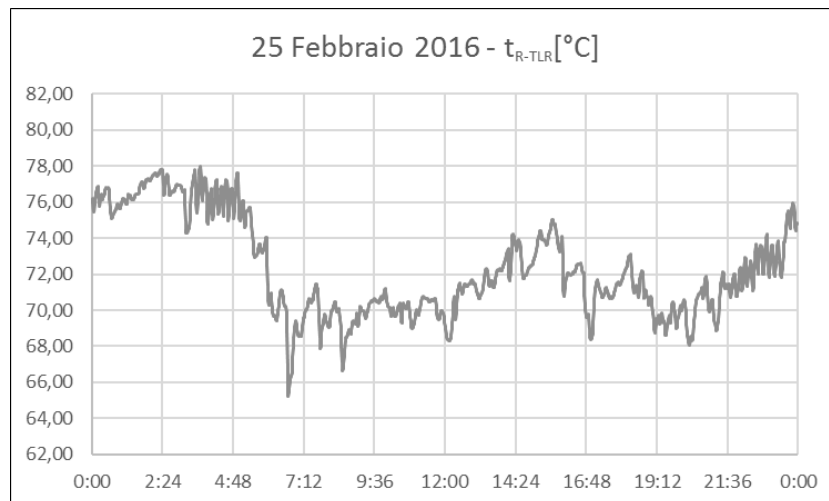


Figura 5. 20 Andamento della temperatura dell'acqua di ritorno dalla rete in funzione del tempo; 25 febbraio 2016

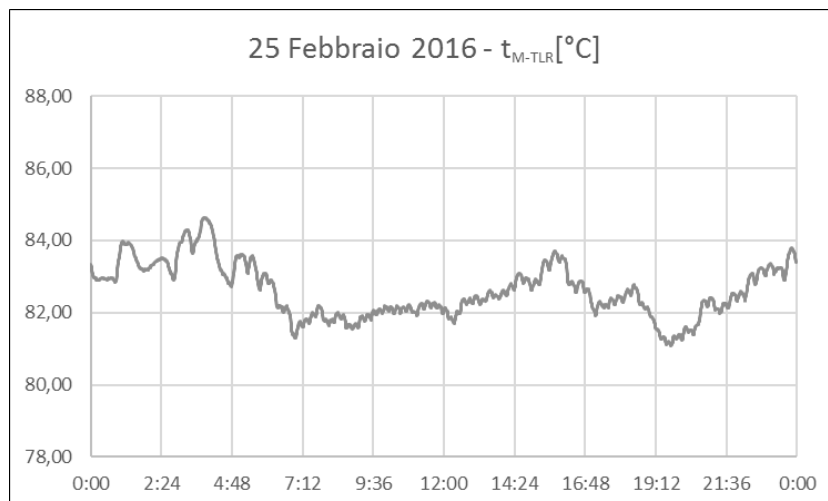


Figura 5. 21 Andamento della temperatura dell'acqua di mandata alla rete in funzione del tempo; 25 febbraio 2016

Le curve riportate nei grafici dei due giorni infrasettimanali studiati (giovedì e venerdì) sono confrontabili: le curve seguono lo stesso andamento caratterizzato da due picchi di domanda nell'arco delle 24 h. Le uniche differenze possono risiedere del valore della potenza massima per la singola giornata:

- venerdì 19 febbraio $P_{th-MAX} = 590$ kW;
- giovedì 25 febbraio $P_{th-MAX} = 565$ kW.

Questa discrepanza può essere dovuta a vari fattori concomitanti quali per esempio variazioni delle temperature dell'ambiente esterno, differenti condizioni metereologiche, diverse abitudini quotidiane di residenti o impiegati ed ospiti delle strutture pubbliche nelle singole giornate. Alla luce delle molte variabili che influenzano le singole variazioni di domanda, che costituiscono la curva totale, i due esempi riportati sono pienamente confrontabili.

Ci si aspetta di vedere curve di domanda differenti, invece, come risultato dell'analisi di due giorni festivi: si procede alla valutazione della domanda termica per sabato 13 e domenica 14 febbraio 2016. Si riportano i valori rilevanti riassunti nelle seguenti tabelle (*Tabella 5. 9* e *Tabella 5. 9*) e le curve relative all'andamento della domanda di potenza termica della rete di TLR (*Figura 5. 22*), alla variazione di temperatura di mandata (*Figura 5. 24*) ed alla variazione di temperatura di ritorno (*Figura 5. 23*).

I dati climatici ripresi dagli archivi storici delle due giornate sono:

- sabato 13 febbraio, $t_{amb-med} = 4$ °C, $t_{amb-min} = 2$ °C, $t_{amb-max} = 6$ °C;
- domenica 14 febbraio, $t_{amb-med} = 6$ °C, $t_{amb-min} = 4$ °C, $t_{amb-max} = 8$ °C.

Dati riassuntivi TLR - 13 Febbraio 2016				
	t_{R-TLR} [°C]	t_{M-TLR} [°C]	Q_{TLR} [m ³ /h]	P_{th-TLR} [kW]
MAX	77,39	84,32	29,30	592,26
MIN	63,79	80,70	25,00	158,46
MED	70,62	82,36	27,99	377,16

Tabella 5. 8 Dati riassuntivi relativi al 13 febbraio 2016

Dati riassuntivi TLR - 14 Febbraio 2016				
	t_{R-TLR} [°C]	t_{M-TLR} [°C]	Q_{TLR} [m ³ /h]	P_{th-TLR} [kW]
MAX	77,90	84,48	29,30	514,68
MIN	66,13	80,80	25,00	164,35
MED	72,30	82,88	27,99	338,35

Tabella 5. 9 Dati riassuntivi relativi al 14 febbraio 2016

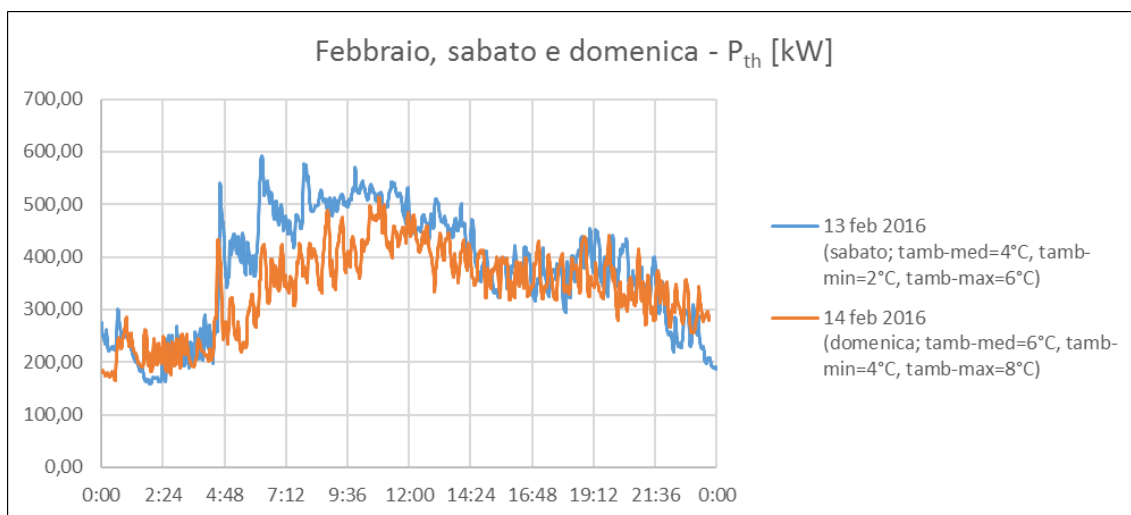


Figura 5. 22 Andamento della potenza termica in funzione del tempo; 13 e 14 febbraio 2016

Dal confronto dei parametri significativi delle due giornate è evidente come questi abbiano andamenti molto simili. Nella giornata di sabato 13 febbraio il picco di potenza termica servita all'utenza è leggermente superiore a quello registrato per domenica 14 febbraio; questo è dovuto probabilmente alla temperatura esterna media più bassa, quindi al maggior consumo di calore per il riscaldamento degli ambienti, ed alla richiesta di energia termica anche da parte di alcune strutture pubbliche aperte solamente il sabato (come le scuole ed il municipio).

Tutti i grafici hanno un andamento più uniforme nell'arco della giornata, se paragonati con le curve tipiche dei giorni lavorativi: si riconoscono ancora i due picchi di aumento dell'energia termica, con valori massimi contenuti. La potenza massima è ridotta a causa della mancanza di domanda da parte di alcune strutture pubbliche, chiuse durante il fine settimana (in particolare la domenica).

Mentre si evidenzia come la richiesta di energia termica fuori dagli intervalli di picco è maggiore rispetto alla domanda che si ha per lo stesso intervallo orario durante la settimana: durante il fine settimana gli abitanti rimangono per più ore nelle proprie abitazioni aumentando la domanda di calore per uso domestico. Nello specifico la maggior parte delle utenze allacciate alla rete in

esame è di tipo domestico, quindi l'incidenza delle abitudini degli inquilini influenzano in modo significativo la curva. La potenza termica media che l'impianto deve fornire alle utenze è di 377 kW_{th} per sabato 13 febbraio e di 338 kW_{th} per domenica 14 febbraio.

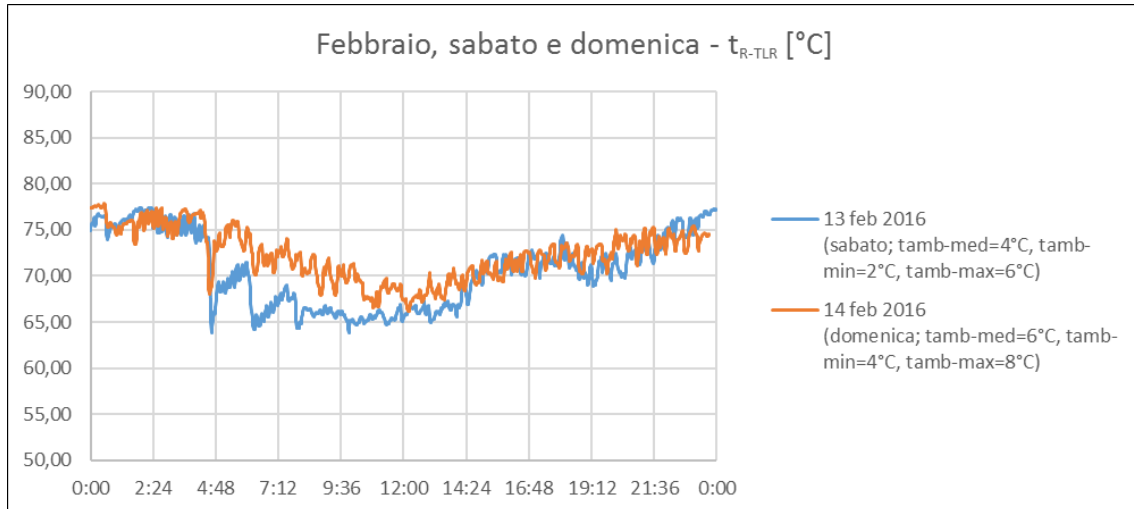


Figura 5. 23 Andamento della temperatura dell'acqua di ritorno dalla rete in funzione del tempo; 13 e 14 febbraio 2016

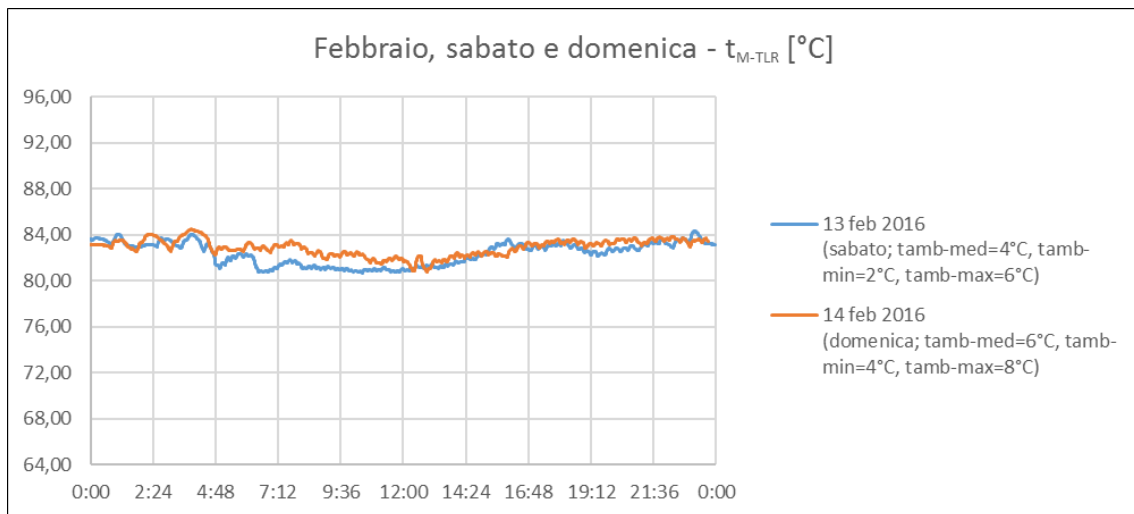


Figura 5. 24 Andamento della temperatura dell'acqua di mandata alla rete in funzione del tempo; 13 e 14 febbraio 2016

Le curve rappresentative delle temperature di ritorno e di mandata presentano un andamento abbastanza lineare, con poche variazioni. Le oscillazioni maggiori si verificano sulla temperatura di ritorno come conseguenza delle variazioni di prelievo di calore dalla rete. Per quanto riguarda l'acqua calda di ritorno dalla rete, si registrano sempre valori superiori alla temperatura stimata in fase di progetto di 60 °C, a riprova del sovradimensionamento dell'impianto rispetto alle utenze servite.

A conferma delle differenze di domanda evidenziate tra i giorni infrasettimanali ed i giorni festivi, si ripotano le curve di domanda per due intere settimane significative, del mese di febbraio (Figura 5. 25 e Figura 5. 26).

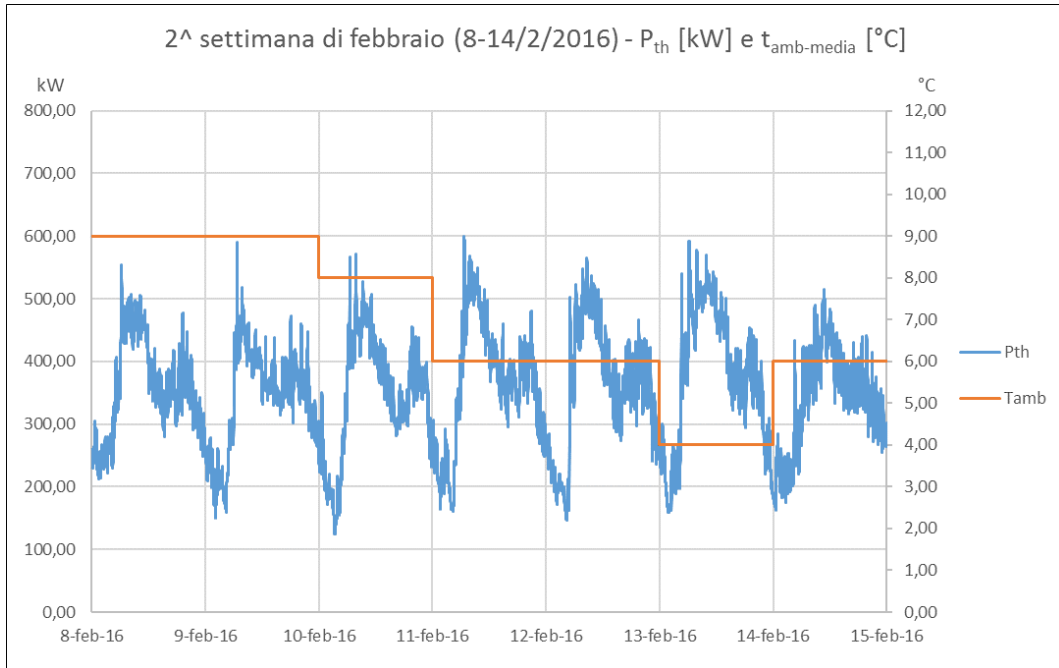


Figura 5. 25 Andamento della domanda termica per la seconda settimana di febbraio, dall'8 al 14 febbraio 2016

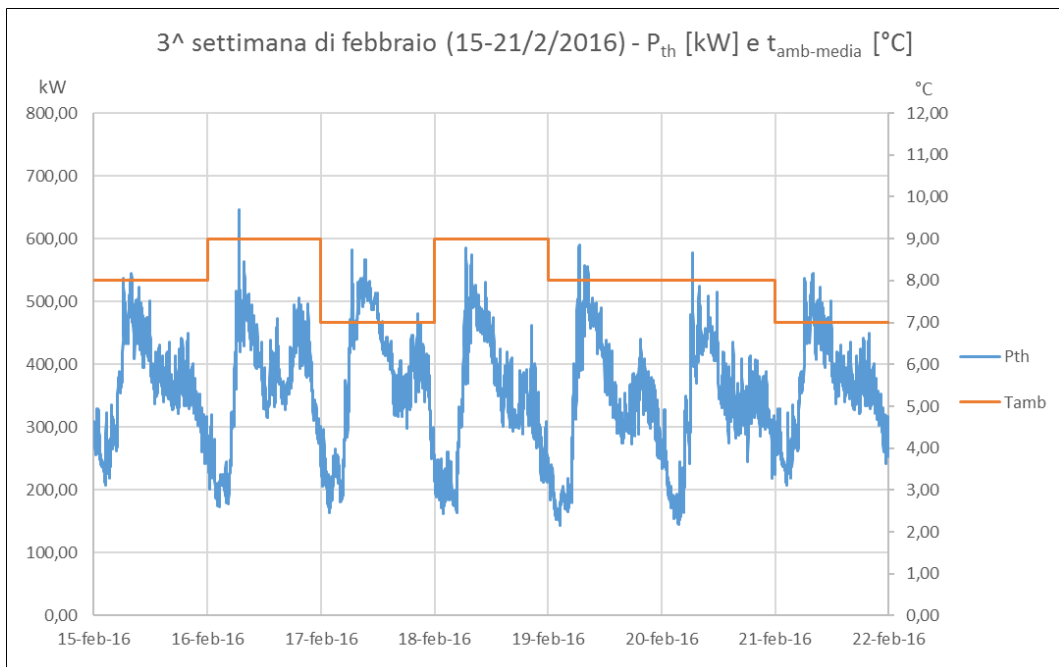


Figura 5. 26 Andamento della domanda termica per la terza settimana di febbraio, dal 15 al 21 febbraio 2016

In entrambe le rappresentazioni grafiche si ritrovano gli stessi elementi segnalati in precedenza, ovvero:

- aumento del picco di domanda in corrispondenza della diminuzione della temperatura esterna media giornaliera;
- distribuzione più uniforme della domanda nel corso delle giornate festive di sabato e domenica, con riduzione anche del picco di domanda complessivo.

5.4 Utenza industriale

L'utenza industriale comprende tutti gli esercizi che impiegano il calore proveniente dalla rete di teleriscaldamento per i propri processi produttivi, siano essi industriali o artigianali, oltre che per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di ACS. Le esigenze industriali possono essere le più disparate: una corretta analisi può essere effettuata solamente conoscendo nello specifico le lavorazioni e la quantità di calore richiesto dalla singola utenza.

Una valutazione di massima, però, permette di distinguere tra due grosse categorie:

- processi industriali a ciclo continuo, che lavorano 24 h al giorno (tutti i giorni, festivi compresi) ed utilizzano costantemente la fornitura di energia termica dalla rete;
- processi industriali in funzione nelle 8 h di lavoro standard, che richiedono energia concentrata solamente nella fascia oraria centrale della giornata (esclusi i giorni festivi).

In funzione del tipo di utenza industriale si possono fare stime sulla curva di domanda e sui benefici che questa eventualmente apporta alla stabilità di funzionamento della rete di TLR: in particolare utenze industriali con ciclo produttivo continuo sono da ricercare poiché garantiscono una domanda di base che ha ripercussioni positive sull'efficienza della centrale di generazione.

5.4.1 Esempio di impianto di TLR per utenze industriali

Le centrali termiche riportate ad esempio nei paragrafi precedenti non sono caratterizzate da alcuna utenza industriale allacciata alla propria rete di teleriscaldamento. Questo è indubbiamente uno svantaggio per l'impianto: le utenze servite dalla rete non garantiscono uno zoccolo di richiesta base costante nell'arco della giornata, come neppure nel corso dell'anno. Conoscendo i dati relativi alla domanda termica della rete per i due impianti situati nelle province di Milano e Padova, è possibile fare delle simulazioni di ampliamento della rete con utenze industriali, per valutare come si modificherebbe la curva di domanda in seguito ai nuovi allacciamenti.

Non potendo fare riferimento alle reali esigenze di energia termica di specifici impianti presenti nel territorio limitrofo³⁹ alle centrali di produzione, si ricorre a dati statistici stimati e resi noti dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici) in relazione a diverse categorie di processi industriali⁴⁰. Le industrie considerate dallo studio sono suddivise in settori e sottosettori di produzione e classificate in grandi e medie imprese in funzione del numero di dipendenti (rispettivamente maggiore o minore di 50). Per ognuna il fabbisogno di calore è calcolato in MWh/anno.

³⁹ Per territorio limitrofo ci si riferisce all'area circoscritta alla centrale di generazione, con raggio di 2-3 km.

⁴⁰ Dati significativi riportati nel documento del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), «Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento».

Per realizzare una simulazione realistica delle variazioni di domanda legate all'inserimento di un'utenza industriale nella rete di teleriscaldamento, si prendono in considerazione industrie di medie dimensioni (con un numero di dipendenti comprese tra 10 e 30), che possono essere presenti con maggiore probabilità sul territorio in esame. Si ipotizza che gli impianti lavorino in continuo nell'arco dell'anno: 8000 h/anno di funzionamento dei macchinari, tenendo conto di eventuali manutenzioni e fermi impianto programmati. Di tutti i settori produttivi studiati dal GSE, si riportano i sottosectori industriali che garantirebbero maggiori richieste di calore, escludendo alcuni settori produttivi poco diffusi nelle regioni nelle quali sono installate le centrali termiche a cippato studiate (Lombardia e Veneto). I settori produttivi scelti sono: produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati; industria lattiero-casearia; lavorazione di granaglie e produzione amidi; siderurgia e produzione di tubi profilati; fabbricazione di pasta-carta, cartone articoli di carta e stampe; tessili, altre industrie tessili, confezione e fabbricazione di articoli di abbigliamento.

Le richieste di energia termica delle diverse utenze industriali sono costanti per le ore di funzionamento degli impianti (*Tabella 5. 10*); vengono riportati i valori medi giornalieri in kW per tutti i mesi del 2016⁴¹ (*Figura 5. 27*).

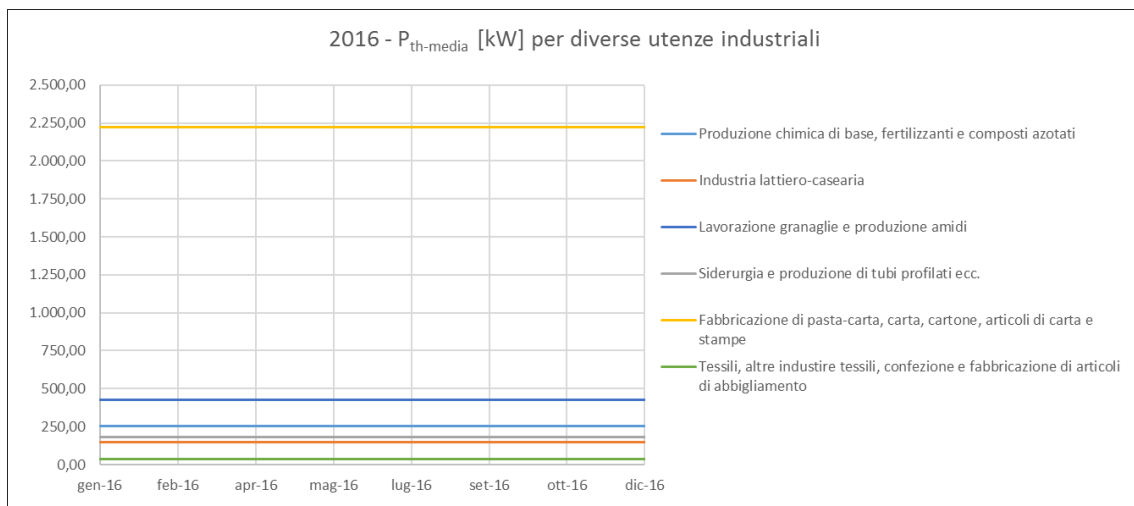


Figura 5. 27 Andamento della potenza termica media giornaliera in funzione del tempo per diverse utenze industriali, 2016

⁴¹ La scelta di considerare l'anno 2016 per il grafico è stata fatta solamente per semplicità, il grafico rimane invariato per indipendentemente dall'intervallo di tempo scelto poiché i valori sono costanti per tutti i mesi dell'anno.

	ore/anno = 8000	
	Eth-media [kWh/anno]	Pth-media [kW]
Produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati	2.022.000	252,75
Industria lattiero-casearia	1.160.000	145,00
Lavorazione granaglie e produzione amidi	3.399.000	424,88
Siderurgia e produzione di tubi profilati ecc.	1.443.000	180,38
Fabbricazione di pasta-carta, carta, cartone, articoli di carta e stampe	17.778.000	2.222,25
Tessili, altre industrie tessili, confezione e fabbricazione di articoli di abbigliamento	282.000	35,25

Tabella 5. 10 Energia termica media e potenza termica media per i diversi settori produttivi esaminati

Il possibile allacciamento di utenze di tipo industriale alle reti di teleriscaldamento comporta un aumento, distribuito in modo costante nell'arco dell'anno, della domanda di energia termica del parco utenze: per i due impianti alimentati da centrali a cippato studiati in precedenza potrebbe costituire un vantaggio ingente. I benefici sono legati all'aumento della domanda media e quindi all'aumento del carico di funzionamento delle caldaie: gli impianti, ora sovrastimati per la richiesta termica della rete, migliorerebbero l'efficienza di combustione avvicinandosi maggiormente alle potenze di taglia per i quali sono stati dimensionati.

In primo luogo si ipotizza di ampliare la rete di TLR servita dalla centrale termica in provincia di Milano aumentando la richiesta di potenza termica con i valori medi indicati per le diverse categorie di utenze industriali. Ai fini di ottenere una lettura più agevole dei risultati (*Appendice A, Tabella A. 1 e Tabella A. 2*), si procede alla valutazione del valore di potenza media percentuale alla quale la centrale dovrebbe rispondere in seguito all'allacciamento di una nuova utenza industriale, calcolata con la seguente equazione:

$$P_{th-media} [\%] = \frac{P_{th-media-rete\ TLR\ base} + P_{th-media-industria}}{P_{th-taglia}} \quad (5.3)$$

I dati sono studiati per il mese di febbraio 2014, per il quale sono disponibili i valori di richiesta di calore da parte dell'insieme di utenze domestiche asservito dalla centrale a cippato. Si considerano i valori di potenza media giornaliera. Attraverso una rappresentazione grafica (*Figura 5. 28*) dei risultati ottenuti dalla simulazione, è possibile confrontare l'incidenza dei vari tipi di industrie sul funzionamento della rete e dell'impianto di generazione. Si tengono in considerazione solamente i settori produttivi effettivamente presenti o potenzialmente riscontrabili nei pressi della centrale di generazione: viene escluso quindi il settore dell'industria lattiero-casearia.

Con l'inserimento di un'utenza industriale la centrale riesce a lavorare almeno al 50-55% del suo potenziale con benefici sul rendimento del processo di combustione. Una soluzione ottimale è data dall'allacciamento alla rete di una industria appartenente al settore della fabbricazione di pasta-carta, carta, cartone, articoli di carta e stampe; questa innalzerebbe la potenza termica fino al 75-80% del potenziale termico della centrale a cippato.

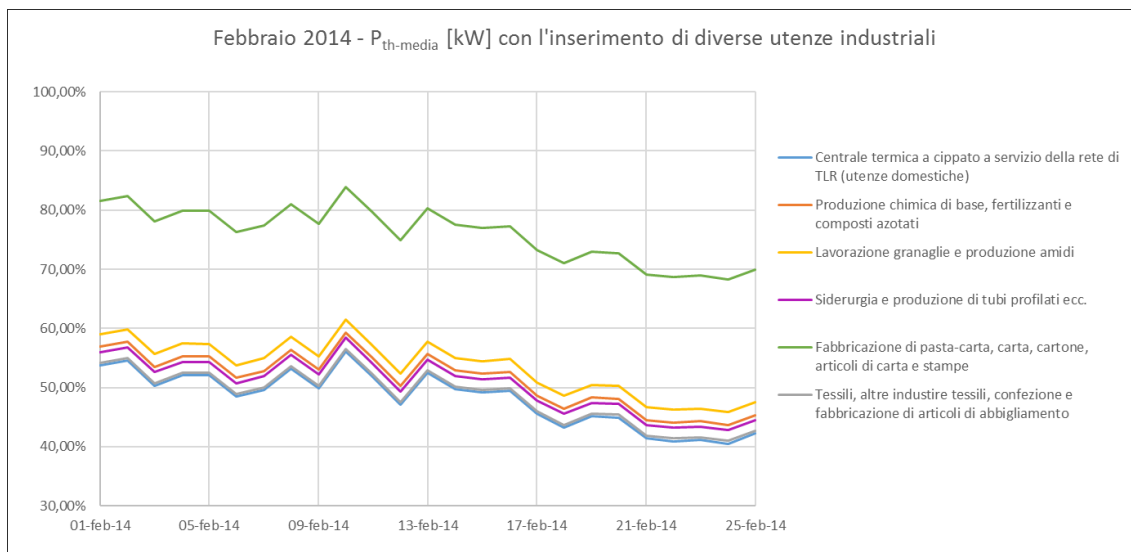


Figura 5. 28 Confronto della variazione della potenza termica in funzione del tempo a seguito dell'allacciamento in rete di diverse utenze industriali, febbraio 2014 (centrale termica in provincia di Milano)

La seconda simulazione si riferisce alla possibilità di ampliare la rete di utenze domestiche e civili servita dalla centrale situata nella provincia di Padova. Anche in questo caso si riportano in tabella i valori medi relativi alla crescita della domanda di calore in seguito all'allacciamento di un'utenza industriale, mantenendo la distinzione tra i diversi settori produttivi (*Appendice A, Tabella A. 3* e *Tabella A. 4*). Per la valutazione della potenza termica percentuale si utilizza la stessa formula descritta per il caso precedente.

Lo studio viene condotto per il mese di febbraio 2016: i valori reali (medi giornalieri) di domanda di energia termica da parte della rete di TLR di partenza (utenze domestiche e civili), sono stati raccolti attraverso una campagna di misura condotta nel corso di questo periodo. Le due simulazioni di utenze industriali sviluppate, pur facendo riferimento ad anni differenti, sono ugualmente confrontabili poiché i risultati sono riferiti allo stesso mese significativo della stagione di riscaldamento e sono convertiti in valori percentuali tenendo conto delle diverse taglie degli impianti.

Infine i dati ottenuti vengono raccolti nel grafico di *Figura 5. 29* che ne facilita la lettura ed il confronto. In particolare si tengono in considerazione solamente i tre settori produttivi che potrebbero realmente essere presenti nei pressi della centrale ed essere potenziali nuove utenze da allacciare alla rete: produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati; siderurgia e produzione di tubi profilati; tessili, altre industrie tessili, confezione e fabbricazione di articoli di abbigliamento.

L'introduzione di un'industria nel parco utenze, servito dalla rete di TLR, comporta un notevole aumento della domanda di energia termica per tutti i giorni del mese. L'aumento di domanda, in funzione della taglia dell'impianto, risulta rilevante: dai risultati ottenuti si vede come la centrale a cippato potrebbe funzionare attorno all'80-90% della potenza per la quale è stata dimensionata. La scelta di un'utenza industriale adatta da allacciare alla rete può garantire, per questa centrale, un netto miglioramento dal punto di vista dell'efficienza, come pure dal punto di vista economico.

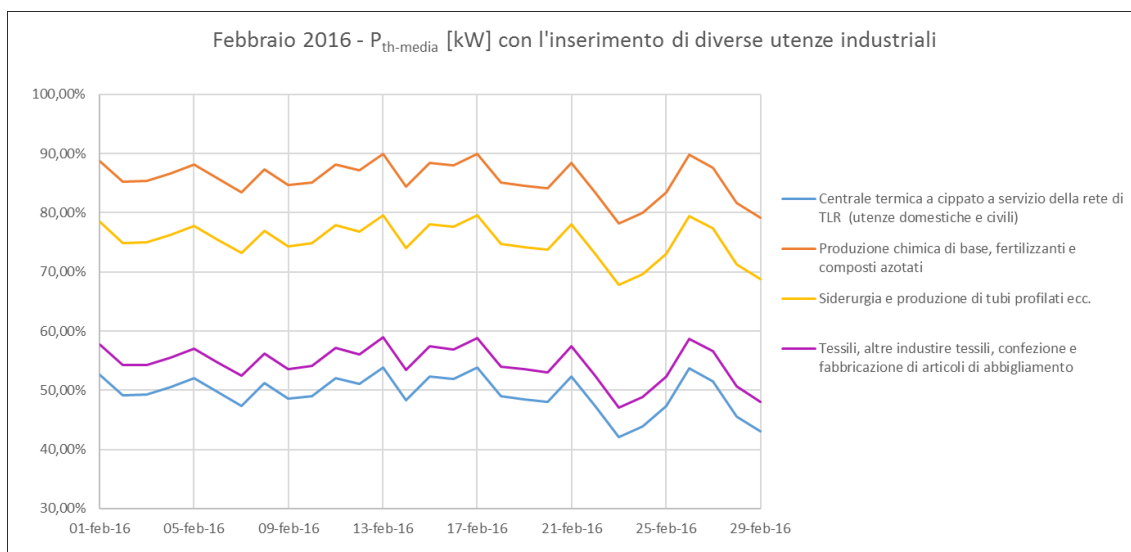


Figura 5. 29 Confronto della variazione della potenza termica in funzione del tempo a seguito dell'allacciamento in rete di diverse utenze industriali, febbraio 2016 (centrale termica in provincia di Padova)

Capitolo 6

Configurazioni di accumulo termico

6.1 Serbatoi di accumulo termico

I sistemi di accumulo⁴², detti anche serbatoi inerziali, vengono spesso utilizzati in impianti generatori di calore per disaccoppiare la produzione di energia termica dall'effettiva richiesta dell'utenza. Si tratta di veri e propri serbatoi di forma cilindrica contenenti un vettore energetico che permette l'accumulo: il vettore termico immagazzina il calore fornito dalla centrale e lo rilascia in funzione delle necessità dell'utenza.

Il funzionamento del sistema si distingue in tre fasi: carica, stoccaggio del calore e scarica del serbatoio; queste sono disgiunte tra loro, possono quindi avvenire in contemporanea e ripetutamente all'interno dello stesso ciclo.

I serbatoi di accumulo si descrivono attraverso alcuni parametri fondamentali:

- efficienza del sistema di accumulo, data dal rapporto tra l'energia scaricata e quella immagazzinata;
- capacità di accumulo, ovvero la quantità di energia immagazzinabile;
- durata di tempo entro il quale è possibile conservare l'energia accumulata, senza subire perdite di calore significative.

In funzione della durata nel tempo dell'accumulo, i serbatoi si distinguono in accumuli orari, giornalieri e stagionali⁴³. Per evitare eccessive dispersioni di calore verso l'ambiente esterno è fondamentale che i serbatoi siano adeguatamente isolati.

Una seconda classificazione può essere fatta sulla base della forma di accumulo energetico impiegata: calore sensibile (serbatoi d'acqua), calore latente (attraverso l'utilizzo di PCM ovvero Phase Change Materials) oppure energia di legame chimico. In questa analisi si presta maggiore attenzione alle differenze tra gli accumuli sensibili e quelli a cambiamento di fase, poiché gli accumuli che sfruttano l'energia di legami chimici non sono adatti ad applicazioni in grandi impianti di produzione. La sostanziale differenza tra i due sistemi di stoccaggio di energia termica risulta evidente andando ad analizzare l'andamento della temperatura dell'accumulo al crescere della quantità di energia accumulata (fase di carica) (*Figura 6. 1*).

Per un materiale caricato con calore sensibile la temperatura cresce in modo proporzionale all'energia termica, mentre per un vettore termico in cambiamento di fase la temperatura rimane pressoché costante, al crescere dell'energia termica immagazzinata. Il processo di cambiamento di fase permette di accumulare una quantità maggiore di energia termica Q , mantenendo la temperatura del serbatoio T ad un valore inferiore.

⁴² Descrizione ripresa da FIRE (Federazione Italiana per l'Uso razionale dell'Energia), «I sistemi di accumulo termico».

⁴³ Classificazioni dei serbatoi di accumulo e grafico sulla quantità di energia accumulata forniti da Verda, «Sistemi di accumulo termico ad alta densità energetica per impianti di teleriscaldamento».

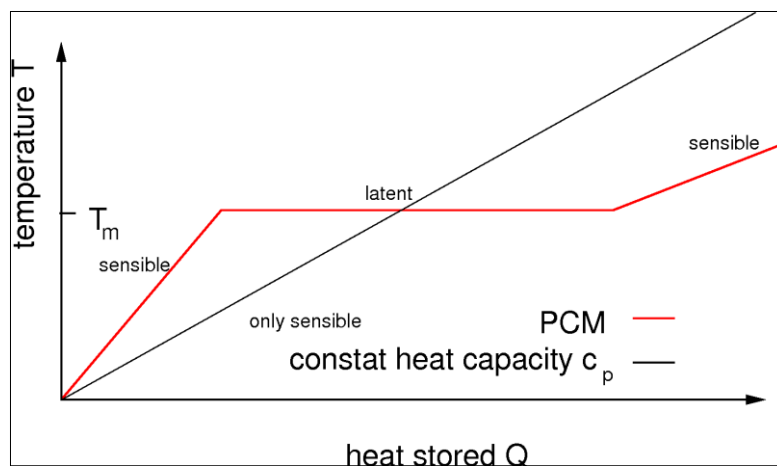


Figura 6. 1 Andamento della temperatura T in funzione dell'energia termica accumulata Q ⁴⁴

L'inserimento di uno stoccaggio termico migliora l'efficienza di tutto l'impianto apportando al sistema i seguenti vantaggi:

- aumento della stabilità di funzionamento sul breve periodo;
- riduzione dell'impiego di impianti di integrazione;
- disaccoppiamento tra la generazione del vettore energetico ed il suo utilizzo.

Non vengono utilizzati serbatoi dotati di scambiatore di calore interno, perché poco efficienti date le grandi dimensioni richieste per un buon funzionamento di grandi centrali per reti di TLR. Il sistema di accumulo, per una rete di teleriscaldamento, può essere installato:

- sul circuito primario (Figura 6. 2);
- sul circuito secondario (Figura 6. 3);
- tra il circuito primario ed il secondario (Figura 6. 4).

Nelle prime due configurazioni in genere si utilizzano serbatoi riempiti con acqua; per l'ultimo caso è possibile sfruttare anche il meccanismo del cambiamento di fase (PCM).

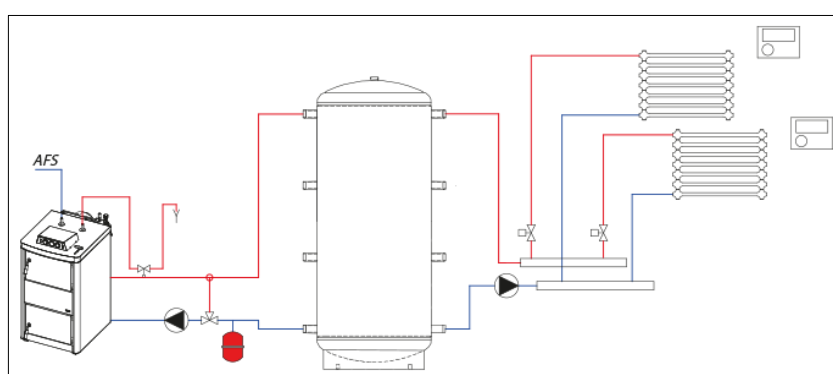


Figura 6. 2 Schema esemplificativo di accumulo su circuito primario⁴⁵

⁴⁴ De Nardo, «I materiali a cambiamento di fase PCM (Phase Change Materials)».

⁴⁵ Diagramma esemplificativa fornito da «Schema di impianto con accumulo sul circuito primario».

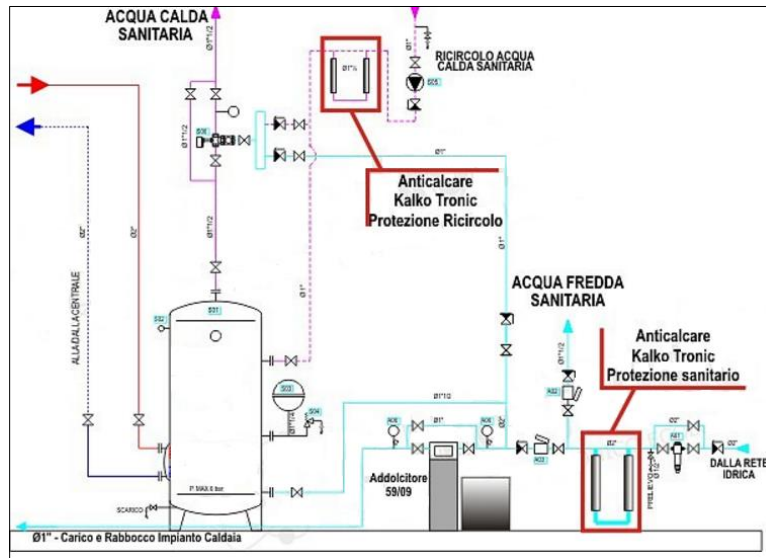


Figura 6. 3 Schema esemplificativo di accumulo su circuito secondario⁴⁶

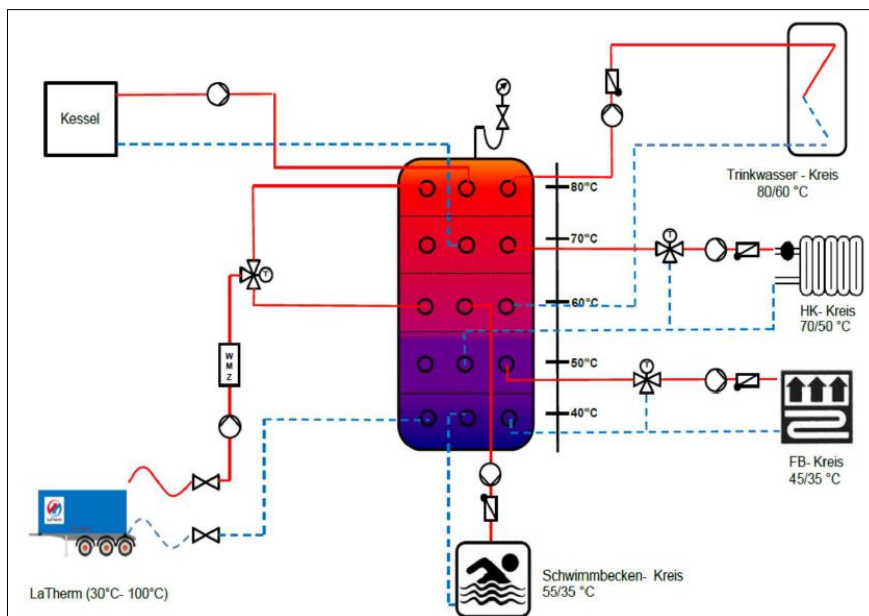


Figura 6. 4 Schema esemplificativo di accumulo in posizione intermedia tra circuito primario e secondario (Mobile Heat Storage Technology)⁴⁷

L'energia che il sistema è in grado di accumulare varia in funzione del sistema impiegato, ma anche della posizione di installazione nella rete (Figura 6. 5). I migliori risultati in termini di quantità d'energia accumulata si ottengono posizionando il sistema d'accumulo in una posizione intermedia tra il circuito primario ed il secondario.

⁴⁶ Esempio fornito da «Schema di impianto con accumulo sul circuito secondario».

⁴⁷ La Therm, «Mobile Latent Heat Technology».

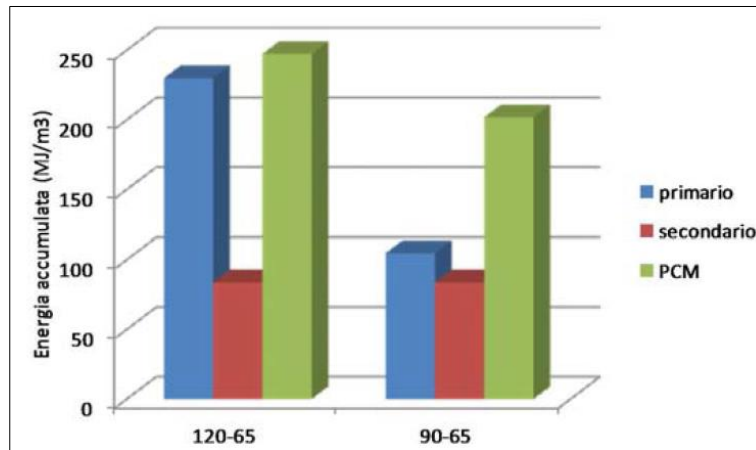


Figura 6. 5 Energia accumulata dal serbatoio di accumulo in funzione della posizione di installazione⁴⁸

Le strategie di utilizzo del serbatoio per migliorare l'efficienza di funzionamento dell'impianto sono molteplici:

- copertura completa del fabbisogno delle ore piene, caricando l'accumulo nelle ore vuote. Il compressore installato per caricare l'accumulo termico viene dimensionato per lavorare in modo costante solamente nelle ore di bassa o assente richiesta di carico; la potenza richiesta al compressore e le dimensioni dell'accumulo sono maggiori rispetto a quelle che si valutano per il funzionamento di tipo parziale;
- copertura parziale del fabbisogno; nel qual caso il compressore lavora a carico costante anche nelle ore piene permettendo di ridurre il carico nelle ore piene, senza eliminarlo. La taglia del compressore e quella dell'accumulo con questa soluzione sono minimizzate; nei periodi di mezza stagione l'accumulo può arrivare a coprire tutto il fabbisogno termico richiesto dall'utenza nelle ore piene;
- strategie miste, che permettono di ridurre la potenza del compressore nelle ore piene, rispetto alle ore di accumulo oppure in caso di necessità permettono l'intervento del compressore per coprire l'aumento della domanda.

L'installazione di un accumulo termico è una scelta molto vantaggiosa per ottenere un funzionamento il più stabile possibile dell'impianto di generazione: in particolare nel caso di impianti alimentati a cippato di legno è fortemente consigliato per sopperire alle difficoltà di modulazione del carico in camera di combustione. Indipendentemente dal tipo di serbatoio predisposto, durante le ore di minore richiesta termica l'impianto trasferisce il calore in eccesso alla massa d'acqua del serbatoio, per poterla estrarre successivamente nelle ore di picco di domanda: l'impianto continua a lavorare ad una potenza costante, inferiore alla potenza di picco, per tutta la giornata.

Nonostante i vantaggi dell'uso di questa tecnologia siano nettamente predominanti, non si possono non nominare alcuni aspetti critici: maggior numero di componenti d'impianto ed aumento delle complicazioni gestionali, che richiedono un sistema di controllo efficiente, precise strategie per la gestione e presenza di personale preparato. I maggiori problemi di solito sono dovuti ad errori in

⁴⁸ I valori di temperatura in ascissa sono riferiti alla temperatura del fluido termovettore o del materiale in cambiamento di fase contenuti nel serbatoio; sono espressi in °C.

fase di dimensionamento del sistema d'accumulo stesso ed alla cattiva gestione dell'impianto. Qualora non funzionasse correttamente, l'esercizio dell'impianto potrebbe risultare antieconomico con compressori che lavorano a carico parziale e/o serbatoi che non vengono sfruttati appieno.

6.1.1 Serbatoi per accumulo di calore sensibile

Per l'applicazione nel campo di centrali alimentate a cippato per reti di teleriscaldamento, si fa spesso ricorso all'installazione di serbatoi di accumulo di tipo inerziale, che permettono l'accumulo di energia termica sotto forma di calore sensibile accumulata da un fluido termovettore. Nella maggioranza dei casi il fluido vettore impiegato è l'acqua: i serbatoi si presentano come semplici cisterne piena d'acqua. Nella loro semplicità strutturale, si distinguono in due categorie:

- serbatoi a 4 tubi;
- serbatoi a 2 tubi.

La classificazione viene fatta, come suggerisce il nome, sulla base del numero di tubazioni di ingresso/uscita allacciate al corpo cilindrico.

Il serbatoio a 4 tubi (*Figura 6. 6*) si inserisce nell'impianto come organo intermedio tra la rete di teleriscaldamento e la centrale di produzione di energia termica. In ingresso ed in uscita dal corpo cilindrico sono posizionate quattro condutture: due di queste appartengono al circuito transitante attraverso lo scambiatore di calore della caldaia, mentre le altre due fanno parte della rete di TLR. Il fluido caldo proveniente dalla camera di combustione, in fase di carica, apporta energia termica all'acqua del serbatoio, che la accumula sotto forma di calore sensibile. In fase di scarica il fluido termovettore riscaldato viene prelevato dalla cisterna per essere mandato alla rete di distribuzione, quindi alle utenze. I due circuiti rimangono separati ed autonomi, quindi i processi di carica e scarica possono avvenire in contemporanea, senza compromettere la fornitura di energia termica alle utenze.

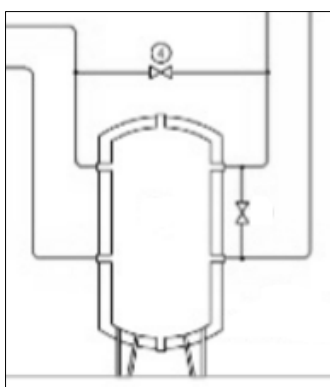


Figura 6. 6 Esempio di serbatoio d'accumulo a 4 tubi⁴⁹

Il serbatoio a 2 tubi (*Figura 6. 7*), risulta essere una soluzione impiantistica più semplice, rispetto al caso precedente: il serbatoio viene collegato all'impianto mediante solo due tubi, uno per il

⁴⁹ Esempio ripreso da «Schema d'impianto termico con accumulo».

fluido caldo ed uno per quello freddo. Le condotte sono predisposte per poter sostenere il flusso d'acqua in entrambe le direzioni: in condizioni di carica del serbatoio il fluido caldo viene indirizzato verso l'accumulo, mentre in condizioni di scarica viene prelevato dalla cisterna ed immesso in rete.

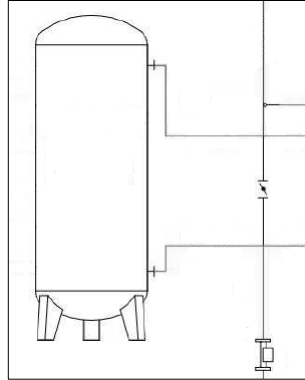


Figura 6. 7 Esempio di serbatoio d'accumulo a 2 tubi⁵⁰

Negli accumuli sensibili l'energia termica viene accumulata innalzando la temperatura del vettore termico contenuto nel serbatoio; la quantità di calore accumulato si calcola come segue:

$$Q = \int_{T_i}^{T_f} m C_p \Delta T \quad (6. 1)$$

dove T_i = temperatura iniziale della sostanza
 T_f = temperatura finale della sostanza
 m = massa della sostanza
 C_p = calore specifico della sostanza

6.1.2 Serbatoi per accumulo di calore latente (PCM)

I sistemi di accumulo a cambiamento di fase⁵¹ per stoccare energia termica sfruttano la capacità di accumulo delle sostanze, che si verifica quando queste cambiano il proprio stato di aggregazione chimica. Durante il cambiamento di fase, una qualsiasi sostanza assorbe o rilascia calore a temperatura pressoché costante, immagazzinando, a parità di temperatura, fino a 14 volte più calore rispetto ai sistemi di accumulo sensibili.

La quantità di energia accumulata nel serbatoio si valuta attraverso la seguente equazione:

$$Q = \int_{T_i}^{T_m} m C_p dT + m a_m \Delta h_m + \int_{T_m}^{T_f} m C_p dT \quad (6. 2)$$

dove T_m = temperatura di fusione del materiale
 a_m = frazione di materiale fuso
 Δh_m = calore latente di fusione del materiale per unità di massa

⁵⁰ Esempio ripreso da Polo Tecnologico per l'Energia srl, «Schemi semplificati con o senza serbatoi d'accumulo».

⁵¹ Analisi dei sistemi per accumulo di calore latente e valutazione della quantità di energia accumulata, per accumuli sensibili ed a cambiamento di fase, riprese da Lazzarin, Noro, e Busato, «Studio di sistemi di accumulo a cambiamento di fase nel solar cooling».

Il cambiamento di fase può avvenire tra solido-solido, liquido-gas e solido-liquido. Le sostanze contenute nei serbatoi, definite a cambiamento di fase (PCM = Phase Change Materials), possono essere di tipo organico oppure inorganico; sono scelte in funzione delle esigenze di accumulo e della trasformazione di fase che si prevede di sfruttare, tenendo conto delle proprietà chimico-fisico dei diversi materiali. Per avere un'idea delle macro-categorie nelle quali si suddividono i materiali impiegabili in questo ambito si riporta il seguente schema esplicativo (Figura 6. 8).

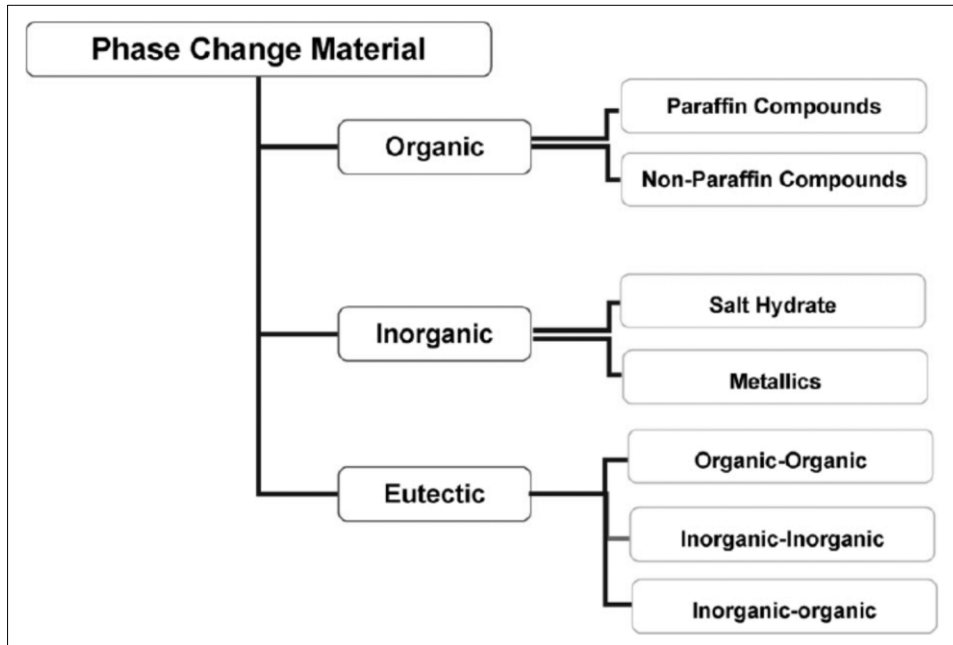


Figura 6. 8 Classificazione dei materiali a cambiamento di fase (PCM)⁵²

Per ovviare a problemi dovuti a grandi cambiamenti di volume di una sostanza contenuta nel serbatoio, in genere si sceglie di lavorare con trasformazioni solido-liquido, che permettono di impiegare serbatoi con minore complessità impiantistica. Non vi sono tuttavia delle scelte predominanti in merito al vettore termico da adottare: questo perché anche il livello termico di carica e la capacità di accumulo che si vuole ottenere influenzano molto la scelta. Ogni impianto viene valutato in tutte le sue componenti e caratteristiche al fine di ottimizzare la scelta del sistema di accumulo da installare.

Un grande vantaggio derivante dall'impiego di questa tecnologia è dato dalla capacità del materiale termovettore di rilasciare calore all'utenza a temperatura costante durante tutta la fase di scarica; cosa che non avviene nel caso di accumuli sensibili. Per l'applicazione in centrali a biomassa per sistemi di teleriscaldamento, però, una soluzione di questo tipo comporta alcuni vincoli particolarmente significativi:

- il sistema di accumulo non permette di lavorare contemporaneamente in condizioni di carica e scarica; prima di iniziare il processo di scarica è necessario aver completato la carica di energia termica;

⁵² De Nardo, «I materiali a cambiamento di fase PCM (Phase Change Materials)».

- l'accumulo richiede tempi precisi per ogni fase (carica e scarica del serbatoio), non è possibile modulare il prelievo di energia termica in funzione della richiesta dell'utenza;
- per un corretto funzionamento all'interno di una rete di teleriscaldamento è necessario predisporre un doppio accumulo, caricato in modo alternato, in modo da disporre sempre di un accumulo termico pronto all'utilizzo (con conseguente complicazione impiantistica).

Queste limitazioni hanno fatto in modo che negli impianti a biomassa, in particolare a servizio di reti di TLR, non vengano adottati sistemi di accumulo a cambiamento di fase: la rigidità di utilizzo di questi sistemi li rende poco efficaci nel rispondere alle variazioni di domanda delle utenze termiche allacciate alla rete.

6.2 Esempio di funzionamento di una centrale a biomassa senza e con accumulo

Per poter avere un quadro più completo sulle condizioni di funzionamento di un impianto con o senza sistema d'accumulo, si riporta in questo paragrafo l'analisi di un generico impianto alimentato a biomassa, collegato a due caldaie a gas naturale integrative, per i due casi con e senza accumulo di calore sensibile⁵³.

La rete di TLR viene alimentata da una caldaia a biomassa di potenza nominale 3.300 kW_{th}. Assieme alla caldaia principale, sono collegati alla rete due generatori integrativi, alimentati a gas, che possono integrare il calore fornito dalla centrale a biomassa oppure sostituirsi interamente a questa, qualora vi fossero guasti o problemi di malfunzionamento dell'impianto. Il sistema può prevedere l'introduzione di un serbatoio d'accumulo a due vie: questo potrebbe essere installato tra la generazione e la rete di TLR. Lungo le tubazioni dell'impianto sono predisposti tutta una serie di valvole e sensori che permettono il monitoraggio e la regolazione dell'impianto: sensori e valvole sono organi imprescindibili per il corretto funzionamento del sistema.

6.2.1 Impianto a biomassa privo di accumulo termico

Si considera l'impianto in assenza di un qualsiasi sistema di accumulo: la caldaia alimentata a biomassa è collegata direttamente alla rete e modula la propria produzione di energia termica in funzione della domanda dell'utenza.

Si riportano gli schemi impiantistici di funzionamento, con i dati relativi a flussi di calore Q e temperature T lungo le tubazioni per tre distinti carichi richiesti dalla rete:

- $P_{rete} = 1.650 \text{ kW}$ (*Figura 6. 9*);
- $P_{rete} = 3.300 \text{ kW}$ (*Figura 6. 10*);
- $P_{rete} = 4.950 \text{ kW}$ (*Figura 6. 11*).

⁵³ Polo Tecnologico per l'Energia srl, «Schemi semplificati con o senza serbatoi d'accumulo».

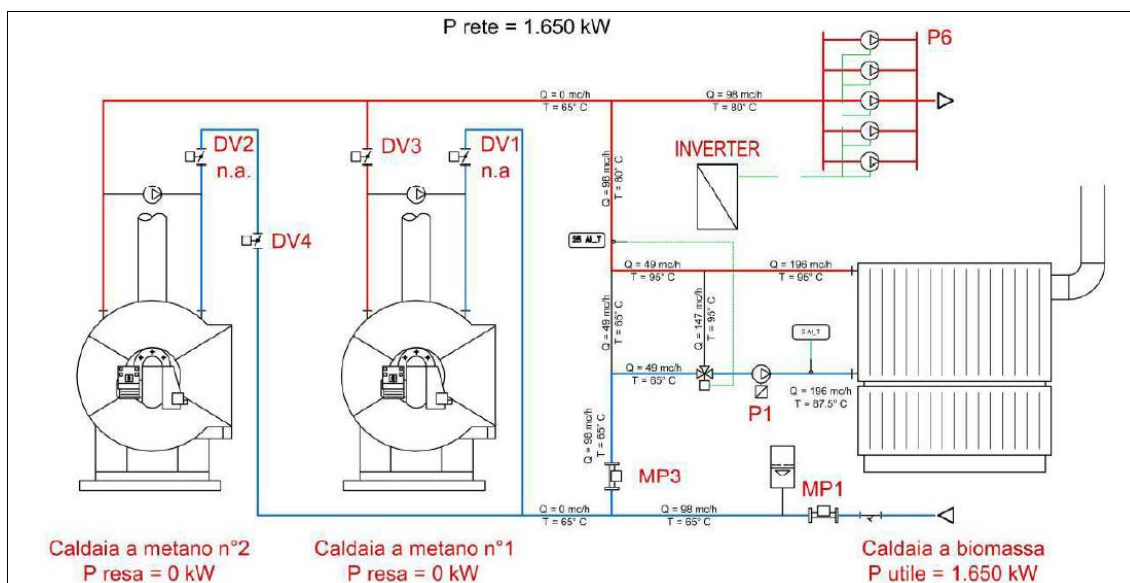


Figura 6. 9 Schema semplificato di impianto in assenza di serbatoio, $P_{rete} = 1.650 \text{ kW}$

Il primo schema rappresenta il funzionamento dell'impianto per potenza di carico di 1.650 kW (minore rispetto alla potenza nominale della caldaia): la caldaia a biomassa riesce a sviluppare tutta la potenza utile necessaria per coprire la richiesta dell'utenza, senza alcun contributo da parte delle caldaie a metano. Attraverso lo scambiatore di calore della caldaia principale circola un flusso d'acqua di 196 m³/h, che viene riscaldato da 80 °C a 95 °C. Parte di questo flusso caldo (a 95 °C) viene miscelato con una frazione dell'acqua di ritorno dalla rete: in questo modo si garantisce la temperatura minima anticondensa di 80 °C per il flusso di mandata nella rete (nuovamente di 196 m³/h). La portata di ritorno ha una temperatura di 65 °C; in parte viene miscelata al flusso di mandata, in parte viene preriscaldata attraverso miscelazione con una quota dell'acqua in uscita dalla caldaia, per raggiungere la temperatura di 80 °C.

La regolazione delle valvole permette di mantenere costante la temperatura di mandata alla rete di TLR (80 °C), variando la quantità d'acqua di ricircolo.

La potenza di generazione della caldaia, invece, viene controllata modulando la quantità di biomassa bruciata dal focolare; si cerca di mantenere la temperatura di mandata al set point di 95 °C.

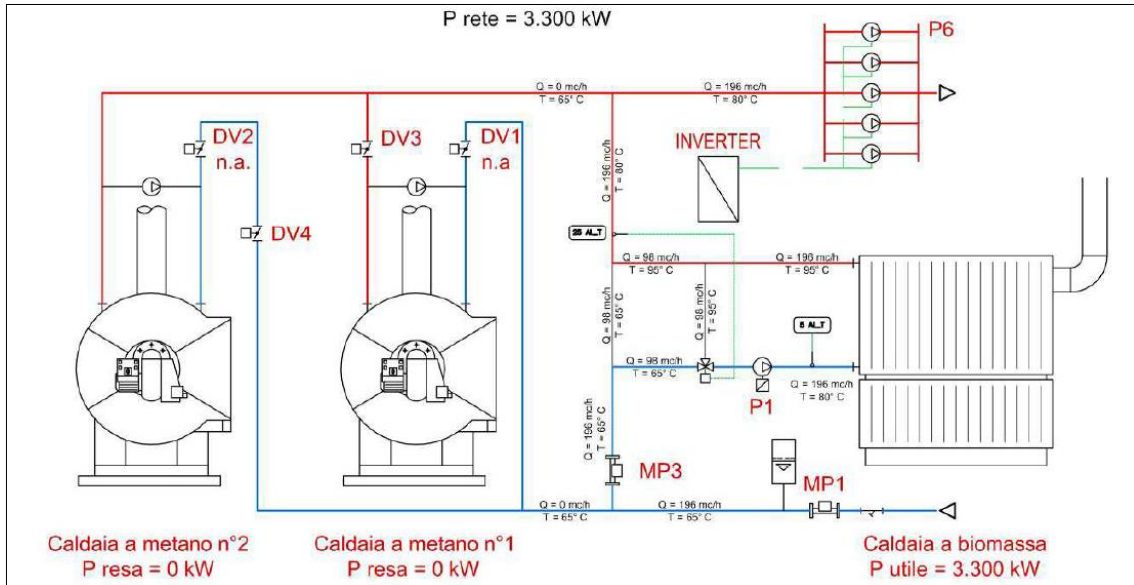


Figura 6. 10 Schema semplificato di impianto in assenza di serbatoio, $P_{rete} = 3.300 \text{ kW}$

Nel secondo caso si vuole analizzare il funzionamento dell'impianto quando questo deve coprire una domanda di 3.300 kW, pari alla potenza massima che la caldaia a biomassa è in grado di fornire. Il funzionamento è analogo al caso precedente; l'unica differenza risiede nella quantità di combustibile utilizzato per alimentare la caldaia. La centrale a biomassa viene fatta lavorare al massimo delle sue potenzialità, per ottenere una potenza utile di 3.300 kW, pari alla richiesta termica dell'utenza.

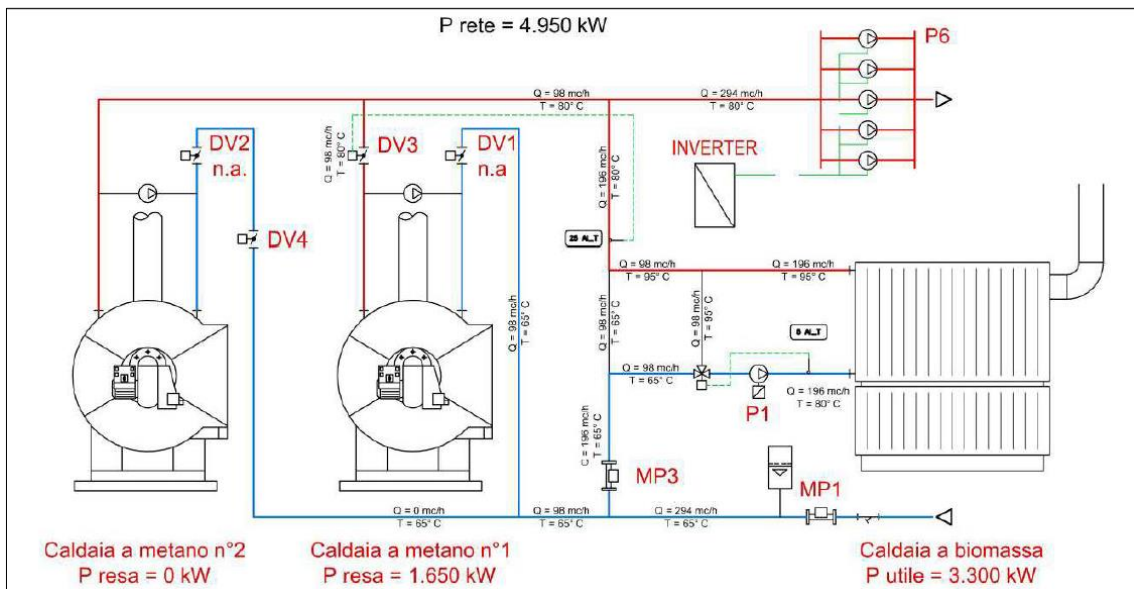


Figura 6. 11 Schema semplificato di impianto in assenza di serbatoio, $P_{rete} = 4.950 \text{ kW}$

Infine si analizza la condizione in cui la domanda dell'utenza sia superiore a 3.300 kW: la caldaia a biomassa non riesce a coprire tutta la curva di domanda; entra in funzione una caldaia a metano per coprire la richiesta residua di calore. La caldaia integrativa a gas naturale deve fornire alla rete

una potenza di 1.650 kW. Le due caldaie lavorano in parallelo: il flusso d'acqua calda proveniente dalla caldaia a gas si miscela con il flusso d'acqua riscaldato a biomassa; entrambi i flussi d'acqua sono alla temperatura di 80 °C. Si ottiene una portata Q di 294 m³/h (196 m³/h dalla caldaia a biomassa sommati a 98 m³/h dalla caldaia a metano) che viene mandata nella rete di TLR; la portata di ritorno alla temperatura di 65 °C viene divisa tra allo stesso modo tra i due sistemi di produzione.

La caldaia a metano riscalda direttamente, senza preriscaldamento né miscelazione, il fluido vettore da 65 °C a 80 °C, temperatura dell'acqua di mandata nella rete di TLR. Per quanto riguarda, invece, il circuito interno alla centrale a biomassa sono ancora validi i sistemi di ricircolo e miscelazione descritti in precedenza.

Il bilanciamento nei vari rami avviene con la logica di continuare a mandare alle utenze finali acqua alla temperatura di 80 °C.

6.2.2 Impianto a biomassa con accumulo termico

Si analizza quindi lo stesso impianto di cui si è parlato finora, introducendo però un sistema d'accumulo sensibile: il serbatoio a due vie viene collocato in una posizione intermedia tra la rete di TLR e la centrale di generazione. Si tratta di un serbatoio d'acqua della capacità di 100 m³. In questo modo si ottiene il disaccoppiamento tra la produzione e la domanda da parte dell'utenza: per spiegare il funzionamento si riporta l'analisi dell'impianto al variare dal carico termico richiesto, mantenendo le stesse variazioni di carico dello studio in assenza di accumulo fatto in precedenza:

- $P_{rete} = 1.650 \text{ kW}$ (*Figura 6. 12*);
- $P_{rete} = 3.300 \text{ kW}$ (*Figura 6. 13*);
- $P_{rete} = 4.950 \text{ kW}$ (*Figura 6. 14*).

Nel primo caso la domanda di energia termica della rete (1.650 kW) è inferiore alla taglia per cui è stata dimensionata la caldaia a biomassa: la caldaia lavorando alla potenza massima copre la domanda dell'utenza e permette anche la carica del serbatoio d'accumulo. Poiché la centrale di produzione fornisce una potenza utile di 3.300 kW, nettamente superiore alle esigenze della rete, tutta l'energia termica in eccesso può essere convogliata e stoccata grazie al serbatoio d'accumulo ad essa collegato.

La centrale riscalda una portata d'acqua di 196 m³/h fino alla temperatura di 95 °C: il flusso caldo viene suddiviso tra rete principale e sistema d'accumulo, tenendo conto di eventuali ricircoli e miscelamenti.

Nel circuito principale, una portata di acqua riscaldata, pari a 49 m³/h, viene prima miscelata con 49 m³/h di fluido del circuito di ritorno (a 65 °C), per abbassarne la temperatura fino a 80 °C; quindi mandata alla rete di teleriscaldamento. La portata di ritorno dalla rete viene preriscaldata prima dell'ingresso in caldaia, come nel caso senza sistema d'accumulo, per innalzare la temperatura da 65 °C a 80 °C.

Per quanto riguarda, invece, il sistema di carica del serbatoio di stoccaggio, si deve considerare un circuito separato: parte dell'acqua riscaldata in caldaia (in questo caso 49 m³/h) viene prelevata dal circuito principale e mandata al serbatoio. Nel sistema di stoccaggio viene immesso un flusso

caldo a 95 °C e prelevata una quantità di acqua fredda, pari a quella immessa, alla temperatura di 65 °C. Durante il processo di carica il fluido prelevato dal cilindro è sempre ad una temperatura inferiore a quella dell'acqua in arrivo dalla caldaia. L'acqua fredda estratta dall'accumulo viene miscelata con quella del circuito principale di ritorno e mandata nuovamente al generatore. Quando il serbatoio risulta del tutto carico, la portata d'acqua estratta dal serbatoio stesso e rimandata alla caldaia è già calda: il flusso in ingresso al generatore ha una temperatura maggiore, quindi la potenza necessaria ad innalzare la temperatura del fluido termovettore fino alla temperatura di set point di 95 °C è minore; si riduce la quantità di combustibile necessario per garantire il livello termico desiderato.

Il secondo schema d'impianto rappresenta il caso in cui il serbatoio sia completamente carico e la rete di teleriscaldamento abbia aumentato la richiesta termica fino a 3.300 kW: la caldaia a biomassa, lavorando alla potenza massima, riesce a coprire l'intera curva di domanda. Il circuito relativo al serbatoio d'accumulo non viene alimentato; tutto il flusso termico viene mandato alla rete per rispondere alle esigenze delle utenze. In questo caso l'impianto lavora come se non ci fosse il sistema di stoccaggio di energia termica (caso descritto sopra).

Nel caso in cui, invece, la rete richieda una potenza termica maggiore di quella che la caldaia è in grado di fornire entra in funzione il serbatoio termico: il serbatoio carico comincia la fase di svuotamento, cedendo il calore accumulato alla rete di TLR.

La caldaia continua a lavorare al massimo della sua potenza fornendo un flusso caldo di 98 m³/h a 95 °C, che viene integrato con un flusso di 49 m³/h alla stessa temperatura prelevato dal serbatoio. La circolazione dell'acqua nel circuito del sistema d'accumulo viene infatti invertita: il prelievo di acqua calda da mandare alla rete è pari alla quantità di fluido freddo (a 65 °C) reimpresso nel serbatoio proveniente dal condotto di ritorno. In questo modo la temperatura del serbatoio progressivamente diminuisce fino alla completa scarica.

Infine in condizioni di scarica completa del serbatoio e di richiesta termica da parte dell'utenza maggiore della potenza massima fornita dalla caldaia a biomassa, si verifica la messa in funzione di una caldaia a gas integrativa.

La caldaia a biomassa continua a lavorare riscaldando 196 m³/h di fluido termovettore da 80 °C a 95 °C: questa portata d'acqua viene miscelata con la portata proveniente dal serbatoio scarico che ne riduce la temperatura fino a 80 °C. Per innalzare il livello termico e rispondere alla curva di domanda dell'utenza di 4.950 kW è necessario fornire ulteriore potenza grazie alla messa in funzione di una caldaia a gas, che lavora in parallelo al generatore principale.

Il generatore a metano lavora ad una potenza di 1.650 kW riscaldando un flusso d'acqua di 98 m³/h. L'acqua proveniente dal circuito integrativo viene quindi miscelata con il flusso d'acqua del circuito proveniente dalla caldaia a cippato di 196 m³/h a 80 °C per ottenere una portata di 294 m³/h a 95 °C.

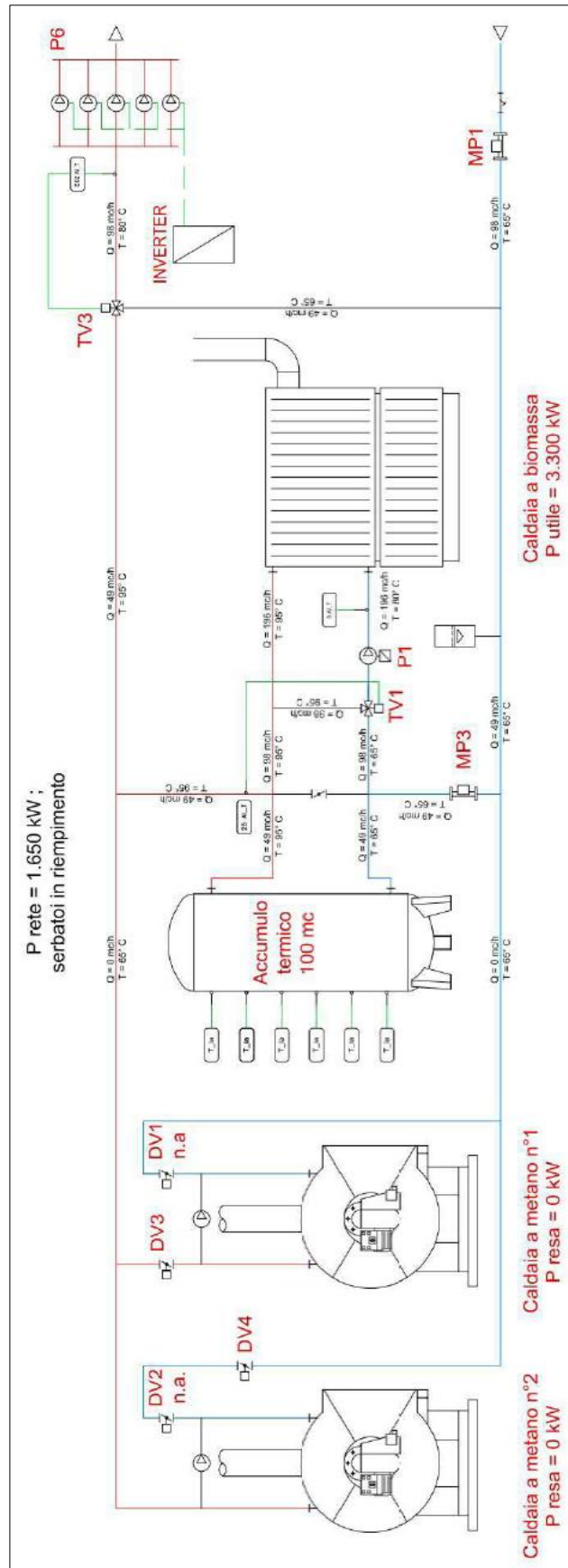


Figura 6. 12 Schema semplificato di impianto con serbatoio, Prete = 1.650 kW

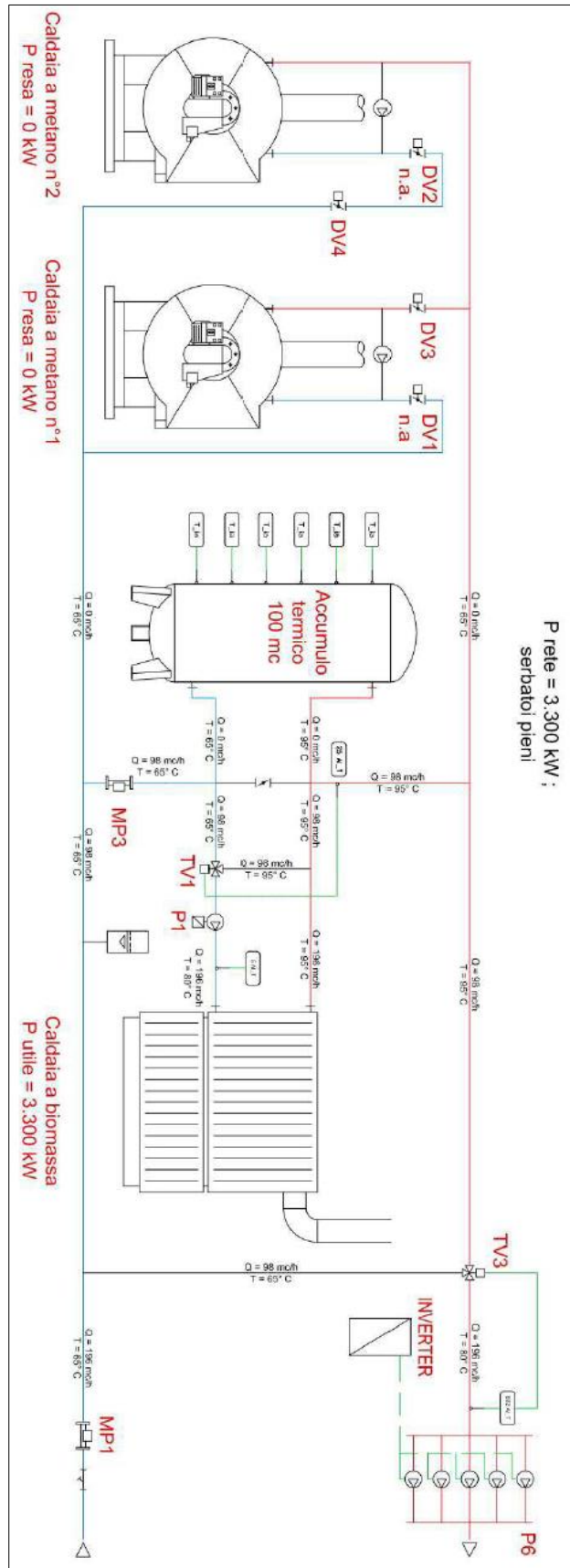


Figura 6. 13 Schema semplificato di impianto con serbatoio, Prete = 3.300 kW

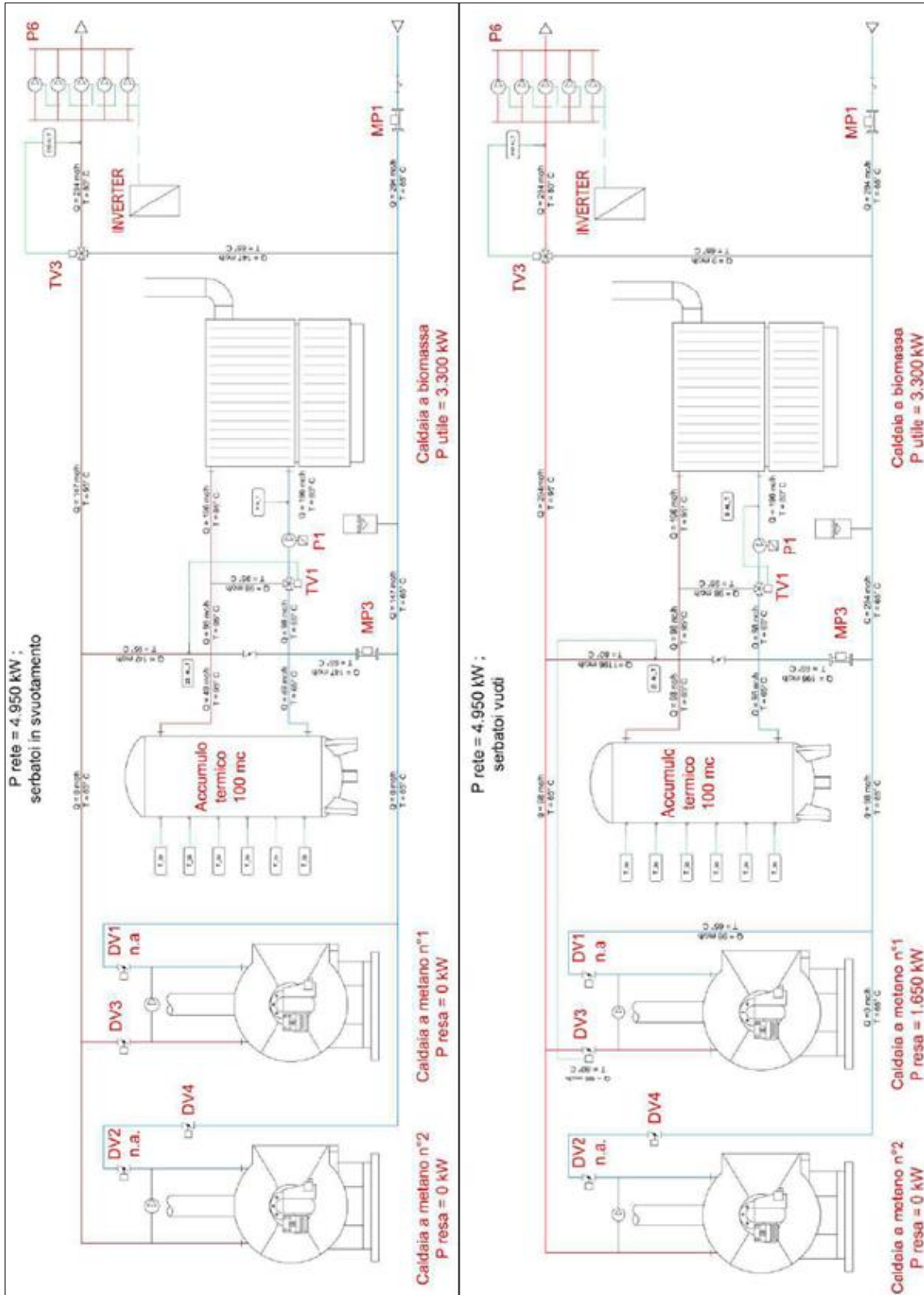


Figura 6. 14 Schema semplificato di impianto con serbatoio, Prete = 4.950 kW

L'installazione di un sistema di accumulo riduce sensibilmente la necessità di utilizzare caldaie integrative a gas, qualora la domanda di energia termica dell'utenza superi la potenza massima fornita dall'impianto a biomassa: lo stoccaggio di energia termica favorisce un funzionamento a potenza stabile dell'impianto in condizioni di carica del serbatoio e permette di integrare le carenze dell'impianto stesso coprendo parte della domanda, fino alla completa scarica dell'accumulo.

Le principali differenze di funzionamento tra i due tipi di impianto descritti nei paragrafi precedenti possono essere riassunte nella seguente tabella (*Tabella 6. 1*).

<i>Potenza richiesta dalla rete di TLR</i>	<i>Impianto privo di accumulo termico</i>	<i>Impianto dotato di accumulo termico (100 m³)</i>
$P_{rete} = 1.650 \text{ kW}$ $P_{rete} < P_{taglia}$	Caldaia a cippato: $P = 1.650 \text{ kW}$; $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 95 \text{ }^\circ\text{C}$ Rete TLR: $Q = 98 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 65 \text{ }^\circ\text{C}$	<u>Fase di carica del serbatoio</u> Caldaia a cippato: $P = 3.300 \text{ kW}$; $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 95 \text{ }^\circ\text{C}$ Rete TLR: $Q = 98 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 65 \text{ }^\circ\text{C}$ Accumulo: $Q = 49 \text{ m}^3/\text{h}$; $t_{in} = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ $t_{out} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$
$P_{rete} = 3.300 \text{ kW}$ $P_{rete} = P_{taglia}$	Caldaia a cippato: $P = 3.300 \text{ kW}$; $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 95 \text{ }^\circ\text{C}$ Rete TLR: $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 65 \text{ }^\circ\text{C}$	<u>Serbatoio carico</u> Caldaia a cippato: $P = 3.300 \text{ kW}$; $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 95 \text{ }^\circ\text{C}$ Rete TLR: $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 65 \text{ }^\circ\text{C}$ Accumulo: $Q = 0 \text{ m}^3/\text{h}$; $t_{in} = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ $t_{out} = 95 \text{ }^\circ\text{C}$
$P_{rete} = 4.950 \text{ kW}$ $P_{rete} > P_{taglia}$	Caldaia a cippato: $P = 3.300 \text{ kW}$; $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 95 \text{ }^\circ\text{C}$ Caldaia a gas naturale: $P = 1.650 \text{ kW}$; $Q = 98 \text{ m}^3/\text{h}$; $65 \text{ }^\circ\text{C} - 80 \text{ }^\circ\text{C}$ Rete TLR: $Q = 294 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 65 \text{ }^\circ\text{C}$	<u>Fase di scarica del serbatoio</u> Caldaia a cippato: $P = 3.300 \text{ kW}$; $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 95 \text{ }^\circ\text{C}$ Rete TLR: $Q = 294 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 65 \text{ }^\circ\text{C}$ Accumulo: $Q = 49 \text{ m}^3/\text{h}$; $t_{in} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$ $t_{out} = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ (flusso invertito) <u>Serbatoio scarico</u> Caldaia a cippato: $P = 3.300 \text{ kW}$; $Q = 196 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 95 \text{ }^\circ\text{C}$ Caldaia a gas naturale: $P = 1.650 \text{ kW}$; $Q = 98 \text{ m}^3/\text{h}$; $65 \text{ }^\circ\text{C} - 80 \text{ }^\circ\text{C}$ Rete TLR: $Q = 294 \text{ m}^3/\text{h}$; $80 \text{ }^\circ\text{C} - 65 \text{ }^\circ\text{C}$ Accumulo: $Q = 0 \text{ m}^3/\text{h}$; $t_{in} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$ $t_{out} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$

Tabella 6. 1 Schema riassuntivo di confronto per il funzionamento di un impianto senza e con accumulo

L'installazione di un serbatoio d'accumulo termico non esclude quindi l'installazione di una caldaia integrativa a gas naturale, ma ne limita molto l'entrata in funzione. Il vantaggio che si ottiene è di tipo sia economico che ambientale, per mancato consumo di combustibile fossile. Facendo lavorare la centrale a biomassa in condizioni più stabili si riscontra anche una maggiore efficienza di processo ed un risparmio in termini di consumo di combustibile. Questi importanti vantaggi giustificano ampiamente le maggiori spese iniziali dovute all'installazione dell'accumulo.

6.3 Una tecnologia innovativa: Mobile Latent Heat Storage

Soltanto recentemente è stato sviluppato un nuovo sistema di accumulo termico a cambiamento di fase chiamato il Mobile Latent Heat Storage (MLHS)⁵⁴, ovvero accumulo mobile di energia termica sotto forma di calore latente. Questa tecnologia, ancora poco conosciuta, inizia ad essere disponibile sul mercato, si adatta ad un utilizzo anche in impianti di grande taglia.

Gli studi effettuati su tale argomento risultano fondamentali per rispondere all'esigenza, sempre crescente, di sfruttamento di risorse termiche disponibili da altri processi industriali o di generazione di energia elettrica, altrimenti dissipate in ambiente. Un sistema di accumulo mobile, permette di recuperare il calore residuo, di scarto, per trasportarlo verso una possibile utenza alla quale viene ceduto. Risulta evidente come la possibilità di trasferire calore direttamente all'utenza che lo richiede abbia dei vantaggi in termini di risparmio energetico:

- risparmio di combustibile fossile, da parte dell'utente che non è più costretto a produrre in autonomia il calore di cui ha bisogno, o parte di questo;
- riduzione di emissione di CO₂, per riduzione del funzionamento di impianti di produzione dislocati presso le utenze;
- risparmi economici per riduzione del costo del calore fornito;
- stabilità di funzionamento degli impianti, a lungo termine.

Il sistema di accumulo mobile è costituito da una cisterna (generalmente un serbatoio, ma possono essercene anche due o più, affiancati) contenente un materiale in cambiamento di fase, nello specifico sono stati adottati sali di acetato di sodio, posta sopra il rimorchio di un camion che ne garantisce la mobilità (*Figura 6. 15*).

⁵⁴ Analisi proposta da La Therm, «Mobile Latent Heat Technology».

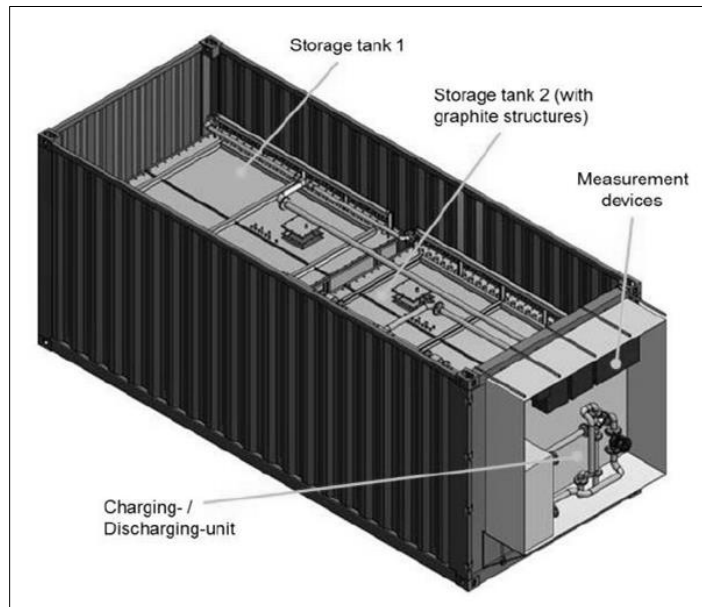


Figura 6. 15 Prototipo di un sistema d'accumulo dotato di due cisterne⁵⁵

Il camion-cisterna necessita di un sistema di carica dell'energia termica presso il punto di produzione dell'energia termica: all'interno della cisterna è presente uno scambiatore di calore attraverso il quale viene fatta circolare l'acqua riscaldata proveniente dall'impianto di generazione. Lo scambiatore permette di caricare termicamente i sali contenuti nella cisterna, che passano dallo stato solido a quello liquido, accumulando calore latente. Presso l'utenza, è necessario predisporre un secondo sistema di allacciamento e scambio termico capace di scaricare e prelevare il calore dall'accumulo, per renderlo utilizzabile nell'impianto di riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria. L'accumulo scarico, quindi, torna all'impianto di generazione termica per essere ricaricato: il ciclo (Figura 6. 16) che si ottiene permette di ripetere la sequenza di carica/scarica riducendo le dispersioni di calore in ambiente.

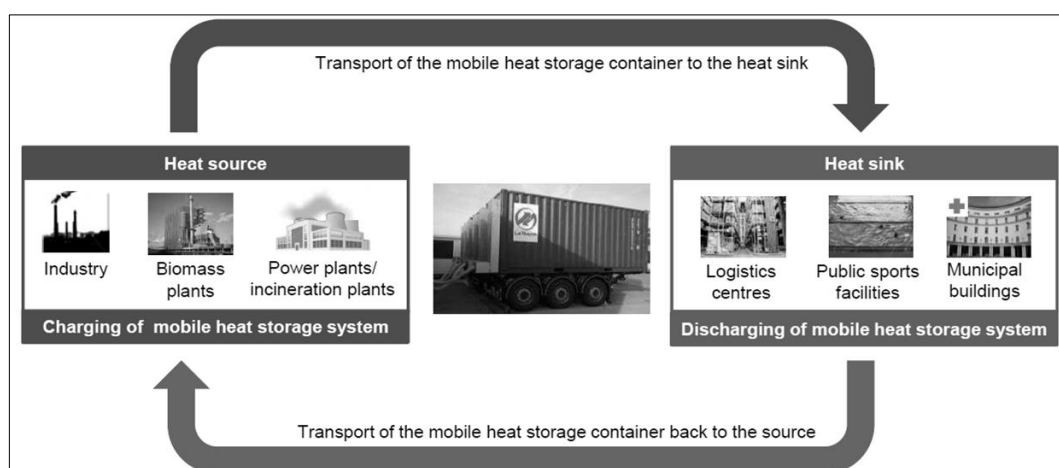


Figura 6. 16 Ciclo di accumulo e distribuzione di energia termica attraverso il sistema Mobile Latent Heat Storage

⁵⁵ Deckert et al., «Economic efficiency of mobile latent heat storages».

Sorgenti di calore adatte per l'integrazione con questi sistemi di accumulo sono impianti a biomassa, impianti di incenerimento, impianti a combustione interna per la produzione di energia elettrica, industrie di vario tipo: tutti i potenziali fornitori sono accomunati dalla disponibilità di una grande quantità di calore di scarto, normalmente disperso in ambiente, che potrebbe essere riutilizzato e sfruttato. I possibili destinatari di tale servizio hanno tutti necessità di una costante fornitura di calore per lunghi periodi, se non per tutto l'arco dell'anno: si tratta in genere di piscine, ospedali, edifici comunali, scuole, centri logistici.

La soluzione tecnologica sviluppata prevede l'impiego di sali di acetato di sodio⁵⁶ (CH_3COONa oppure NaAc) come materiale in cambiamento di fase: appartenenti al gruppo dei materiali inorganici, sono caratterizzati da maggiore calore latente di fusione, rispetto ai materiali di origine organica. L'acetato di sodio, utilizzato sotto forma di cristalli di sale, presenta numerosi vantaggi:

- elevato calore latente per unità di volume;
- elevata conduttività termica;
- ridotta variazione di volume durante la variazione di fase;
- bassa corrosività;
- non pericolosità (utilizzata anche nell'industria alimentare);
- compatibilità con le plastiche.

Risulta importante evidenziare anche alcuni svantaggi derivanti dal suo impiego come vettore per sistemi di accumulo termico: problemi di sottoraffreddamento e difficoltà d'accumulo in condizioni di fusione incongruente, che comporta mancata trasformazione di tutto il materiale contenuto nel serbatoio con conseguente riduzione del potere d'accumulo.

Si riporta di seguito l'andamento della temperatura del materiale inorganico durante la fase di carica dell'accumulo a confronto con la temperatura nel caso di un sistema d'accumulo riempito con acqua (*Figura 6. 17*).

⁵⁶ Proprietà dell'acetato di sodio riprese da Lazzarin, Noro, e Busato, «Studio di sistemi di accumulo a cambiamento di fase nel solar cooling».

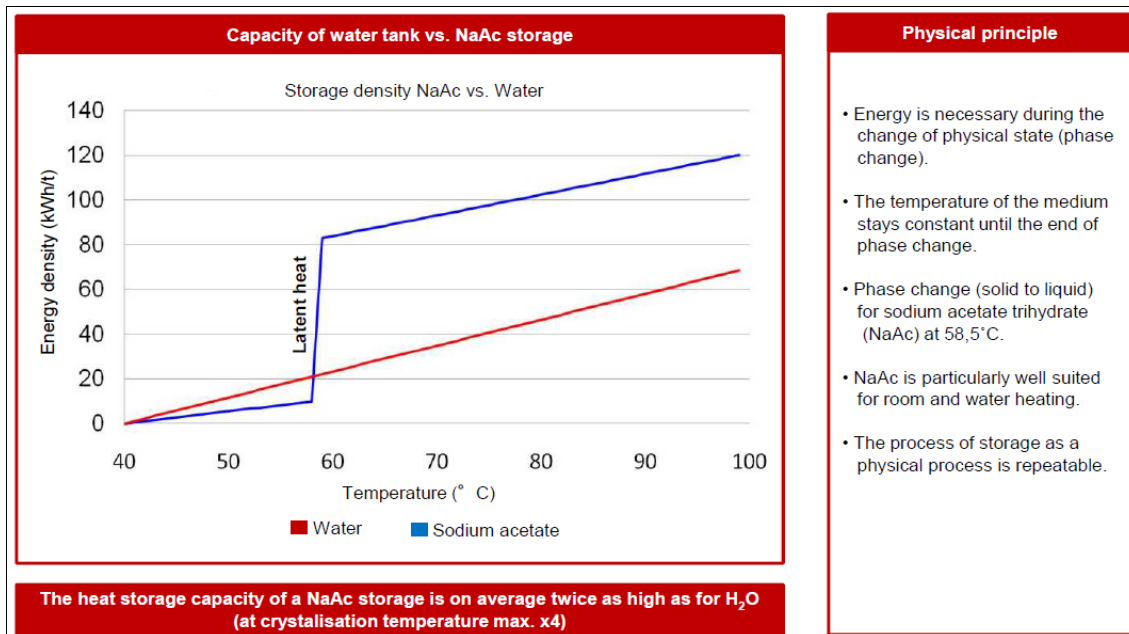


Figura 6. 17 Capacità termica di un serbatoio d'acqua a confronto con un accumulo di acetato di sodio

Come si può vedere dal diagramma, l'accumulo così progettato permette di immagazzinare sia calore latente, che calore sensibile aumentando ulteriormente la temperatura dei sali fusi sopra la temperatura di fusione del materiale, pari a 58,5 °C.

Le due stazioni di accoppiamento predisposte presso la centrale di generazione e l'utenza finale sono studiate per permettere lo scambio termico tra la rete fissa e l'accumulo mobile mosso da un camion. Questi punti di collegamento fissi sono installati all'esterno degli edifici, in modo tale da essere comunque protetti dagli agenti atmosferici; sono di facile utilizzo da parte del personale addetto (non è richiesta una preparazione particolare) e sono pensati per ridurre al minimo le perdite di calore verso l'esterno. Presso i punti di accoppiamento sono installati dei tubi flessibili che, una volta collegati alla cisterna, permettono il passaggio di un flusso d'acqua all'interno del serbatoio, dove si trova uno scambiatore di calore, per il trasferimento dell'energia termica. La durata delle fasi di carica e scarica dell'accumulo dipende dalle dimensioni dello stesso e dal livello termico fornito dalla centrale di trasformazione, come pure dalla temperatura richiesta dall'utente finale.

Nell'ambito dei sistemi d'accumulo il Mobile Latent Heat Storage è senza dubbio un'importante innovazione, con grandi potenzialità e possibilità di ulteriore sviluppo: ancora poco conosciuto, permette di studiare nuovi scenari e nuove soluzioni impiantistiche per il risparmio di energia termica normalmente dispersa in ambiente. Per quanto riguarda una possibile applicazione in relazione ad impianti a cippato di legna vergine allacciati ad una rete di teleriscaldamento le possibilità offerte da un accumulo mobile non sono da trascurare.

L'utilizzo di camion-cisterne come integrazione alle reti di TLR potrebbe permettere di rifornire altre utenze, presenti nel raggio di qualche chilometro dalla centrale di produzione: questa soluzione risulta particolarmente vantaggiosa qualora la centrale di produzione o comunque l'impianto di generazione avesse a disposizione calore in eccesso rispetto alla domanda complessiva della rete.

Per fare un esempio, si può considerare il caso di un impianto alimentato a cippato di legno vergine, che per rifornire le utenze allacciate alla rete non sfrutti il massimo della sua potenza di taglia: in questa condizione sarebbe utile trovare nuove utenze da rifornire per permettere alla centrale di sfruttare al massimo le proprie potenzialità ed ottenere una migliore resa in termini di efficienza. L'utenza ideale va ricercata nel raggio di qualche chilometro dal sito di produzione del calore, in funzione dell'energia resa disponibile dalla centrale; si preferisce selezionare una struttura caratterizzata da una curva di carico all'incirca costante durante tutto l'arco dell'anno. Per la grande quantità di calore di cui necessitano durante tutto l'anno, risultano molto adatte strutture ospedaliere, piscine ed industrie che operino a ciclo continuo (h 24). Trovata la struttura idonea alla fornitura si può pensare di ampliare la rete esistente di TLR, con ingenti spese per i lavori di scavo e posa dei tubi; oppure si può pensare di adottare l'innovativa tecnologia del Mobile Latente Heat Storage, con costi nettamente più contenuti (costi relativi al camion-cisterna ed alle stazioni di accoppiamento). Minore è la distanza tra il sito di produzione e l'utenza da rifornire, minore sono i costi, sia economici che energetici, da sostenere per il trasporto del calore. Perché l'investimento risulti conveniente, in linea generale, è importante rimanere all'interno di un'area di raggio 2-3 km dalla centrale a biomassa.

Un sistema con accumulo mobile ha il vantaggio di rendere indipendente la fornitura di calore verso alcune utenze specifiche, rispetto al resto dell'utenza allacciata alla rete di TLR. Una soluzione di questo tipo, inoltre, permette di intervenire per migliorare il rendimento di un impianto funzionante, senza apportare sostanziali modifiche tecniche alla rete.

Capitolo 7

Analisi economica per impianti a cippato a servizio di TLR

7.1 Incentivi europei

Le centrali di generazione collegate a reti di teleriscaldamento alimentate a cippato di legno vergine sono incentivate attraverso dei contributi economici definiti a livello comunitario dall'Unione Europea. Il meccanismo degli incentivi è stato costituito per favorire la diffusione di nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili e di interventi di efficientamento su strutture già esistenti. Gli incentivi possono essere di vario tipo e si devono valutare in funzione della produzione dell'impianto, del tipo di fonte energetica primaria impiegata e della taglia dell'impianto stesso.

Per impianti alimentati a biomassa legnosa, a seconda che si produca energia elettrica o termica, oppure entrambe in cogenerazione, i sostegni economici possono essere di tre tipi:

- Titoli di Efficienza Energetica (TEE), che interessano la produzione di energia termica;
- Tariffa Onnicomprensiva, relativa alla cessione di energia elettrica alla rete di distribuzione nazionale;
- Riconoscimento CAR (con assegnazione di Certificati Bianchi), per impianti che lavorano in cogenerazione.

Queste tariffe non sono cumulabili, quindi nel caso di un impianto operante in cogenerazione, che ha diritto a tutte le forme di incentivo, è necessario scegliere di quale agevolazione avvalersi. La scelta viene fatta sulla base della taglia dell'impianto e dei flussi energetici che si prevede di produrre, al fine di adottare la soluzione economicamente più vantaggiosa.

Risulta importante segnalare che l'incentivo sotto forma di Tariffa Onnicomprensiva non è più erogato per impianti che entrano in funzione dopo il 31 dicembre 2012: per impianti cogenerativi la scelta più vantaggiosa ricade quindi sulla Certificazione CAR.

7.1.1 Titoli di Efficienza Energetica

I titoli di Efficienza Energetica (TEE)⁵⁷, detti anche Certificati Bianchi (CB), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia, attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Sono stati introdotti nell'ottica di favorire gli interventi che possano portare al raggiungimento degli obiettivi annuali (fissati dalle diverse Conferenze sul Clima) di riduzione dei consumi di energia primaria, quantificati come Tonnellate Equivalenti di Petrolio (tep) risparmiate.

Le aziende distributrici di energia elettrica e gas sono obbligate a raggiungere una quota annuale di energia primaria risparmiata: per assolvere a questo obbligo possono realizzare progetti di efficienza energetica che diano diritto ai Certificati Bianchi, oppure possono acquistarli da altri

⁵⁷ Generalità riportate da GSE - Gestore Servizi Energetici, «Certificati Bianchi».

soggetti sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (gestito dal GME = Gestore Mercati Elettrici). Anche gli impianti operanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento (impianti CAR) hanno accesso diretto all'assegnazione di TEE.

Il rilascio dei Certificati Bianchi è seguita dal Gestore Servizi Energetici che si occupa di quantificare e certificare i risparmi correlati a progetti di efficienza energetica. Oltre alle aziende che hanno l'obbligo di raggiungere risparmi energetici annui, molte aziende o soggetti privati possono richiedere volontariamente di ottenere questi incentivi. I beneficiari⁵⁸ dei Certificati Bianchi sono:

- distributori di energia elettrica e gas e società controllate dai distributori stessi;
- società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO);
- società che hanno provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia;
- imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, dei trasporti e dei servizi pubblici, compresi gli Enti pubblici, purché abbiano provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia;
- proprietari o detentori di unità riconosciute come CAR.

Per i soggetti volontari i TEE hanno validità di 5 anni e sono remunerati, in funzione del tipo di impianto realizzato o dell'intervento programmato, con un incentivo economico variabile annualmente espresso in €/TEE dal GME.

I Titoli di Efficienza Energetici si distinguono in diverse categorie, sulla base del tipo di risparmio ottenuto; si riporta di seguito la suddivisione⁵⁹:

- tipo I: risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II: risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III: risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione;
- tipo IV: conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'articolo 30 del Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- tipo V: risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV;
- tipo II-CAR: risparmi di energia primaria, la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- tipo IN: emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dall'articolo 8, comma 3, del decreto ministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;

⁵⁸ Soggetti interessati ai certificati di TEE definiti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10.

⁵⁹ Categorie di TEE riprese da Autore e GME - Gestore Mercati Energetici, «L'andamento del valore dei titoli».

- tipo E: emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dall'articolo 8, comma 3, del decreto ministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

Gli impianti alimentati a cippato a servizio di reti di TLR, materia di questo studio, rientrano nella categoria dei Certificati Bianchi di tipo II: le centrali termiche a biomassa servono le utenze in sostituzione alle piccole centrali termiche tradizionali a gas naturale dislocate presso le singole utenze. L'energia termica fornita dalla rete permette un risparmio in termini di gas consumato, quindi ha diritto alla certificazione di TEE, con relativo incentivo economico. Si riporta di seguito un'indicazione dell'andamento del prezzo medio dei Titoli di Efficienza Energetica aggiornato al 2016 (*Tabella 7. 1*).

Energy Efficiency Certificates			
cumulative values in the 27 sessions of 2016			
Type	Price (€/toe)		
	reference	min	max
I	125,08	105,00	154,90
II	125,84	105,00	155,00
II-HEC	122,27	106,00	151,95
III	126,98	105,80	151,95
Tipo IN	-	-	-
V	-	-	-

Tabella 7. 1 Prezzo dei Titoli di Efficienza Energetici, 2016⁶⁰

Nel caso, studiato in precedenza, di centrale termica asservita ad una rete di teleriscaldamento nella provincia di Padova, la produzione di calore beneficia dell'incentivo proveniente dalla remunerazione della quota di gas risparmiato. I TEE sono assegnati per i primi 5 anni di funzionamento dell'impianto (periodo di validità dell'incentivo); in media sono rilasciati annualmente all'impianto circa 315 TEE. Il beneficio economico si può stimare, per gli anni considerati, attraverso un valore medio di incentivazione di 105 €/TEE: si ottiene un flusso di cassa entrante compreso tra i 25.000 €/anno ed i 35.000 €/anno. Per l'esempio riportato la presenza degli incentivi permette di ottenere un margine di guadagno dalla gestione dell'impianto: gli incentivi che la società di gestione riceve sono fondamentali per coprire le spese; senza di questi l'impianto non è in grado di autosostenersi.

L'accesso agli incentivi dei Certificati Bianchi aumenta il margine di guadagno e riduce il tempo di ritorno dell'investimento. Nel caso di un impianto efficiente, raggiunto il termine di interruzione dell'erogazione degli incentivi (5 anni dalla messa in servizio della centrale), generalmente l'investimento iniziale è stato interamente ripagato ed il sistema può autosostenersi in autonomia, senza la necessità di aiuti finanziari esterni.

7.1.2 Tariffa Onnicomprensiva

La Tariffa Onnicomprensiva⁶¹, attualmente non più erogabile, costituisce il meccanismo di incentivazione per gli impianti qualificati IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) di

⁶⁰ Prezzi dei TEE forniti da GME - Gestore Mercati Energetici, «Results of the Environmental Markets».

potenza nominale media annua inferiore a 1 MW_{el}, o 0,2 MW_{el} per impianti eolici. La tariffa si concretizza nel pagamento agevolato dell'energia elettrica ceduta dall'impianto alla rete di distribuzione nazionale: è definita "onnicomprensiva" poiché tiene conto sia di una componente incentivante, sia di una componente di remunerazione dell'energia elettrica venduta alla rete.

L'incentivo è riconosciuto valido per 15 anni; in questo periodo di tempo rimane fisso in funzione della quota di energia immessa in rete, per tutti gli impianti entrati in servizio entro il 31 dicembre 2012. Per i 15 anni di validità, questo è l'unico flusso di cassa entrante legato alla vendita dell'energia elettrica. Terminati i benefici dovuti alla Tariffa Onnicomprensiva, il prezzo di vendita dell'energia elettrica viene valorizzata secondo le condizioni economiche definite dal decreto legge in vigore⁶².

Il valore della tariffa, differenziata per tipologia di fonte utilizzata, viene riportato nella seguente tabella (*Tabella 7. 2*), aggiornata al decreto legge del 2009⁶³.

N.	FONTE	TARIFFA (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

Tabella 7. 2 Tariffa Onnicomprensiva per diverse fonti energetiche

La tariffa si applica ad una quota parte o a tutta l'energia immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato: per gli impianti di nuova costruzione si applica la valorizzazione incentivata a tutta l'energia ceduta alla rete, per gli altri tipi di interventi su centrali già esistenti la Tariffa Onnicomprensiva interessa solo quota parte del flusso energetico (in funzione dell'intervento realizzato).

L'accesso ai benefici dell'incentivo viene gestito ed assegnato dal GSE (Gestore Servizi Energetici) che riconosce il diritto di usufruire della tariffa in seguito ad un esito positivo della procedura di qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili (qualifica IAFR).

La Tariffa Onnicomprensiva non è cumulabile con altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria: questo significa che nel caso di impianti cogenerativi alimentati da

⁶¹ Informazioni relative agli incentivi fornite da GSE - Gestore Servizi Energetici, «Tariffa onnicomprensiva».

⁶² Per conoscere la remunerazione dell'energia elettrica, allo scadere della Tariffa Onnicomprensiva, consultare articolo I3 del D.lgs. 387/03.

⁶³ Ultimo aggiornamento per la Tariffa Onnicomprensiva, Legge 23/07/2009 n.99.

fonti rinnovabili, non è possibile accedere sia alla Tariffa Onnicomprensiva, sia ai Titoli di Efficienza Energetica.

Gli impianti a biomassa a combustione di cippato, oggetto di questo studio, possono beneficiare di questo incentivo: la retribuzione dell'energia venduta in rete è di 0,28 €/kWh. La Tariffa Onnicomprensiva è limitata ad impianti a biomassa di taglia inferiore ad 1 MW_{el}, applicata a tutti gli impianti entrati in servizio prima del 31 dicembre 2012; per gli impianti realizzati dopo tale data i parametri d'accesso all'incentivo sono vincolati al rispetto della conformità del combustibile impiegato⁶⁴.

L'impianto preso ad esempio più volte nei paragrafi precedenti, situato nella provincia di Milano, beneficia di questa remunerazione agevolata: la centrale cogenerativa alimentata a cippato di legno vergine di potenza nominale 999 kW_{el}, in funzione dal 2010, rientra senza problemi nei vincoli definiti dai decreti legge. La Tariffa Onnicomprensiva risulta più remunerativa rispetto all'adozione dei TEE, per alcuni fattori:

- maggiore produzione e vendita di energia elettrica rispetto al flusso termico ceduto alla rete di TLR;
- valorizzazione dell'energia elettrica ceduta alla rete fissa per 15 anni, contro i 5 anni dei TEE.

Questa soluzione incentivante costituisce una parte importante del bilancio economico dell'impianto e contribuisce ad aumentare il valore del guadagno per la società di gestione della centrale: se l'impianto è ben progettato e funziona bene, un margine di guadagno maggiore permette di rientrare in breve tempo dell'investimento iniziale rendendo redditizio l'intero sistema.

7.1.3 Riconoscimento CAR e Certificati Bianchi

Per centrali cogenerative, entrate in funzione successivamente al 31 dicembre 2012, non è più possibile accedere alla Tariffa Onnicomprensiva: in sostituzione a questa, è stato introdotto un sistema incentivante che promuove la generazione combinata di energia elettrica e termica. Per le unità di cogenerazione per le quali viene riconosciuta la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) è possibile accedere all'assegnazione dei Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi) secondo la procedura stabilita dall'ultimo Decreto Ministeriale del 2011⁶⁵. Il concetto di CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) assegnato ad un impianto garantisce il risparmio di energia primaria per il processo produttivo combinato, rispetto ad impianti che generano separatamente energia elettrica e calore. La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fino all'80%, con conseguente riduzione dei costi di approvvigionamento del combustibile e diminuzione delle emissioni di inquinanti e gas ad effetto serra in atmosfera.

⁶⁴ Classi di qualità A1 e A2 definite rispettivamente nelle norme UNI EN 14961-2 (pellet) e UNI EN 14961-4 (cippato).

⁶⁵ Il Ministero dello Sviluppo Economico, «Decreto Ministeriale, 5 settembre 2011 Cogenerazione ad Alto Rendimento».

Il risparmio di energia primaria certificato viene incentivato attraverso il sistema dei Certificati Bianchi, assegnati alla centrale di produzione da organo certificato come il GSE (Gestore Servizi Energetici). Un'unità cogenerativa viene definita ad Alto Rendimento quando il valore di Risparmio di Energia Primaria PES (Primary Energy Saving) è almeno pari al 10%, oppure assume qualunque valore positivo per impianto di piccola generazione ($P_{el} < 1 \text{ MW}$) e micro-cogenerazione ($P_{el} < 50 \text{ kW}$).

Per impianti alimentati a cippato di legno che producono in parallelo energia termica e calore (per le utenze di una rete di TLR) è possibile accedere a questo tipo di incentivi. Seguendo le indicazioni riportate nella normativa di riferimento⁶⁶ si può procedere ad una valutazione dell'energia primaria risparmiata e quindi del corrispettivo economico a cui la centrale ha diritto. In prima analisi risulta necessario stimare il valore del PES (Primary Energy Saving) per l'impianto facendo riferimento al funzionamento cogenerativo per un arco di tempo pari ad un anno solare (dal 1 gennaio al 31 dicembre). La formula proposta dalla normativa è la seguente:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} \cdot \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \cdot 100 \quad (7.1)$$

dove PES = risparmio di energia primaria

$CHP H\eta$ = rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come la quantità annua di calore utile divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione

$Ref H\eta$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore

$CHP E\eta$ = rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come energia elettrica annua da cogenerazione divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione. Qualora vi fosse produzione anche di energia meccanica, l'energia elettrica annua da cogenerazione viene aumentata di un fattore supplementare rappresentante la quantità di energia elettrica equivalente all'energia meccanica prodotta

$Ref E\eta$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

I valori dei rendimenti di riferimento sono riportati nella normativa (Decreto Ministeriale del 2011):

- per il valore di $Ref H\eta$ la stima viene fatta in funzione del tipo di combustibile scelto, con distinzione tra impiego di acqua calda/vapore oppure di fumi di scarico come vettore termico, in condizioni standard di funzionamento;
- per il valore dei $Ref E\eta$ si tengono in considerazione il tipo di combustibile e l'anno di realizzazione dell'impianto, con eventuali fattori di correzione dovuti alle condizioni climatiche medie del sito di installazione della centrale ed in funzione delle perdite evitate sulla rete.

Se il valore di PES ottenuto è maggiore del 10%, l'impianto può ricevere il titolo di impianto CAR accedendo quindi agli incentivi sotto forma di Titoli di Efficienza Energetica.

Per fare un calcolo dell'incentivo è necessario procedere nell'analisi:

⁶⁶ Analisi ripresa da Il Ministero dello Sviluppo Economico, «Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)».

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{e rif}} - \frac{H_{CHP}}{\eta_{t rif}} - F_{CHP} \quad (7.2)$$

dove $RISP$ = risparmio di energia primaria dell'unità di cogenerazione [MWh]

E_{CHP} = energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione [MWh]

H_{CHP} = energia termica utile prodotta dall'unità di cogenerazione [MWh]

$\eta_{e rif}$ = rendimento medio convenzionale di produzione elettrica italiano, pari a 0,46
(corretto per le perdite di rete evitate con gli stessi coefficienti adottati per il calcolo del PES)

$\eta_{t rif}$ = rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, pari a 0,82 per uso diretto dei gas di scarico, 0,90 per uso di acqua calda/vapore

F_{CHP} = energia del combustibile utilizzato dall'unità di cogenerazione [MWh]

Il risparmio $RISP$ ottenuto viene convertito nel quantitativo di Certificati Bianchi (CB) corrispondenti attraverso la seguente espressione:

$$CB = RISP \cdot 0,086 \cdot K \quad (7.3)$$

Il coefficiente di armonizzazione K è definito nella normativa in funzione della potenza elettrica prodotta dall'impianto.

Il valore di Certificati Bianchi viene infine convertito in beneficio economico, sulla base del prezzo assegnato nel Mercato dei TEE: il prezzo, deciso dal Gestore dei Mercati Energetici, subisce numerose oscillazioni nel corso dell'anno quindi risulta di difficile valutazione⁶⁷.

7.2 Analisi di investimenti e costi

Un impianto si può considerare vantaggioso qualora i costi relativi all'investimento iniziale ed al suo funzionamento siano più che compensati dalle entrate annue derivanti dalla vendita dei suoi prodotti. Nel valutare i flussi di cassa relativi ad un impianto alimentato a cippato è necessario suddividere le spese ed i guadagni in macro aree:

- investimento iniziale (I);
- spesa annua di gestione (S);
- ricavo annuo (R).

Con investimento iniziale si considerano tutte le spese che si prevede di dover sostenere a partire dallo studio preliminare fino alla messa in servizio dell'impianto stesso. Tali oneri finanziari comprendono: studio di fattibilità (ingegneria di progetto), realizzazione della centrale di produzione (componentistica di sistema e manodopera), sviluppo della rete di TLR, opere civili annesse, messa in servizio dell'impianto e collaudo, ottenimento di permessi e documentazione annessa. I costi relativi alla componentistica meccanica ed elettrica sono strettamente connessi alla tecnologia e alla taglia dell'impianto ed all'estensione della rete di teleriscaldamento; in fase di progetto si devono realizzare preventivi molto accurati riportanti le specifiche dei singoli elementi. L'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'opera e la documentazione allegata richiedono anch'essi degli oneri finanziari, che in genere non subiscono sostanziali modifiche durante lo sviluppo del cantiere. Le spese relative alle opere civili, invece, sono soggette a forti variazioni, legate a preventivi molto spesso ottimistici ed imprecisi.

Conoscere il valore dell'investimento iniziale (I) risulta fondamentale ai fini di fare un confronto con i flussi di cassa degli anni futuri, per conoscere il tempo di ritorno dell'investimento stesso:

⁶⁷ Per una stima più precisa dei prezzi dei TEE si torni al paragrafo ad essi dedicato.

nell'ambito degli impianti oggetto di questa tesi, si considera redditizio, e quindi vantaggioso, un investimento il cui tempo di ritorno (o tempo di recupero o PB Time = Pay Back Time) sia compreso tra i 3 ed i 5 anni. Il Pay Back Time è un indice di valutazione approssimativa, che non tiene conto del tasso di attualizzazione dell'investimento, né dei flussi di cassa per gli anni di esercizio dell'impianto, ma permette di fare una stima preliminare della qualità del progetto. La formula per il calcolo del tempo di ritorno, già riportata nei precedenti capitoli, è la seguente:

$$PB\ Time = \frac{I}{(R-S)} \quad (7.4)$$

L'equazione permette di stimare l'investimento in funzione del guadagno che si prevede di ottenere dalla vendita del flusso energetico al netto delle spese per la gestione del generatore e della rete. Le spese (S) su base annua comprendono a loro volta diverse voci:

- costo del combustibile bruciato in caldaia;
- costi di manutenzione ed eventuali sostituzioni in seguito a rottura di componenti meccanici o elettrici;
- costi relativi al personale impegnato in centrale (stipendio degli operatori di centrale);
- costi di smaltimento ceneri e residui di combustione.

Fatta eccezione per le spese straordinarie correlate ad eventuali guasti, questi sono tutti costi che il gestore dell'impianto deve sostenere annualmente. Il costo del combustibile, nel caso specifico cippato di legno vergine, non è costante durante l'anno; il prezzo è determinato dalle fluttuazioni del mercato e dalla bontà del prodotto: può variare da 0,35 €/t a 0,80 €/t. L'onere finanziario complessivo da sostenere per l'acquisto del cippato, ma anche per lo smaltimento delle ceneri risultanti dal processo di combustione, sono strettamente collegati alla taglia della centrale di generazione.

Il flusso di cassa annuo in ingresso è determinato dal ricavo annuo (R) che si compone dei ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia termica ed elettrica e degli incentivi europei, qualora l'impianto possa usufruirne.

7.2.1 Stima del PB Time per due impianti tipo di teleriscaldamento

Per fare alcuni esempi concreti di valutazione dei tempi di recupero dell'investimento iniziale nel caso di impianti alimentati a cippato a servizio di reti di TLR, si prendono nuovamente in esame le due centrali di cui si è studiato in precedenza il gruppo di utenze allacciate alla rete.

Il primo luogo si fa riferimento alla centrale cogenerativa a biomassa situata nella provincia di Milano (descritta nel *paragrafo 5.2.1*): l'energia elettrica prodotta dalla centrale viene interamente venduta alla rete elettrica nazionale, mentre l'energia termica viene venduta attraverso la rete di TLR sotto forma di calore per riscaldamento ed acqua calda sanitaria a privati. La centrale è stata dimensionata per una potenza nominale di 999 kW_e e 12 MW_{th}. L'investimento iniziale, fatto dalla società privata che si occupa dell'impianto, si aggira intorno ai 18.000.000 €. Questa cifra comprende tutte le spese che il committente ha sostenuto per lo studio di fattibilità (ingegneria di progetto), la componentistica meccanica ed elettrica necessaria, la realizzazione dell'opera (comprese le opere civili), la manodopera e l'attrezzatura di cantiere, la documentazione specifica. Gli elementi più significativi anche in termini di costo sono: il ciclo ORC per la generazione di

energia elettrica; le due caldaie a cippato per la produzione di calore, di cui una mai entrata in funzione; la rete di teleriscaldamento per rifornire le utenze; la caldaia integrativa a gas naturale.

Data la taglia dell'impianto, anche le spese di gestione annue sono considerevoli: si stima possano aggirarsi intorno ai 1.536.000 €. All'interno delle spese si è tenuto conto dei costi sostenuti annualmente per l'acquisto del cippato necessario per la combustione, delle spese medie per la manutenzione dell'impianto e quota riservata al salario dei dipendenti. Si ipotizza una spesa annua di 215.000 € per le paghe dei dipendenti (200.000 €/anno) e per gli interventi di manutenzione e gestione di macchinari e struttura (15.000 €/anno); i restanti 1.321.000 € vengono spesi per l'acquisto del combustibile. Per la centrale in esame, in media, vengono acquistate ogni anno 26.400 ton di cippato di legno vergine (PCI = 1700 kcal/kg) al prezzo di 50 €/ton. Il costo del cippato è molto variabile in funzione dell'andamento del mercato; per la valutazione approssimativa si tiene conto di un prezzo medio. La spesa totale annua che il gestore dell'impianto deve affrontare si esprime attraverso la seguente espressione:

$$\begin{aligned} S &= ton_{cippato} \cdot costo_{cippato} + spese_{gestione} = 26.400 \cdot 50 + 215.000 \\ &\cong 1.536.000 \text{ €/anno} \end{aligned} \quad (7.5)$$

I ricavi annui della centrale di generazione, invece, tengono conto sia della vendita di energia termica alle utenze del TLR, sia della cessione di energia elettrica alla rete di distribuzione nazionale ad un prezzo di vendita agevolato grazie agli incentivi di beneficia la centrale cogenerativa a biomassa. Il flusso di cassa totale annuo in ingresso si aggira intorno agli 1.982.000 €. L'energia elettrica ceduta alla rete elettrica nazionale viene venduta al costo di 0,28 €/kWh, ottenendo il seguente ricavo:

$$R_{el} = E_{el} \cdot costo_{el} = 4.528.900 \cdot 0,28 \cong 1.268.000 \text{ €/anno} \quad (7.6)$$

Il prezzo di vendita al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) dell'energia elettrica è un prezzo incentivato secondo i parametri definiti dalla Tariffa Onnicomprensiva⁶⁸, alla quale l'impianto ha accesso rientrando nella categoria di impianti cogenerativi a $P_{el} < 1$ MW alimentati a fonte rinnovabile. La tariffa incentivata interessa solamente l'energia immessa nella rete, non la totale energia elettrica prodotta in centrale: dalla combustione del cippato la centrale produce una potenza media annua di 827 kW_{el}; di questi solamente 517 kW_{el} sono conteggiati nella Tariffa Onnicomprensiva, mentre è esclusa la potenza auto-consumata dall'impianto per il proprio funzionamento (≈ 310 kW_{el}). Il calore distribuito dalla rete di TLR viene venduto alle utenze al prezzo di 0,05 €/kWh; il flusso di cassa che si ottiene risulta pari a:

$$R_{th} = E_{th} \cdot costo_{th} = 14.290.000 \cdot 0,05 \cong 713.900 \text{ €/anno} \quad (7.7)$$

Conoscendo spese ed incassi approssimativi dell'impianto è possibile stimare un valore indicativo del tempo di ritorno (PB Time) per verificare la qualità dell'investimento effettuato:

$$PB\ Time = \frac{I}{(R-S)} = \frac{18.000.000}{(1.982.000-1.536.000)} = 40,36 \text{ anni} \quad (7.8)$$

Il tempo nel quale si prospetta di recuperare l'investimento iniziale è di molto superiore al tempo di ritorno tipico che ci si aspetta per un buon progetto di 3 ÷ 5 anni. Questo risultato, seppur

⁶⁸ La Tariffa Onnicomprensiva ha validità per 15 anni dalla messa in servizio della centrale; non si considera l'interruzione dell'incentivo nel calcolo del tempo di ritorno dell'investimento. Per l'impianto cogenerativo si sceglie di beneficiare della Tariffa Onnicomprensiva, più redditizia rispetto ai Titoli di Efficienza Energetica: gli incentivi non sono cumulabili, quindi l'impianto non può riceverli entrambi.

molto approssimativo, riconferma quanto evidenziato dallo studio della domanda termica delle utenze allacciate alla rete di TLR: la centrale è sovrastimata in proporzione al carico termico che deve realmente sostenere. Il funzionamento a carico ridotto della caldaia ad olio diatermico e la mancata messa in funzione della seconda caldaia ad acqua calda (sulla quale si è investito inizialmente) riducono notevolmente i ricavi annui che potrebbero garantire il rientro dell'investimento in tempi accettabili.

Come ulteriore esempio si sviluppa l'analisi economica facendo riferimento al secondo impianto, già preso in esame nel paragrafo 5.3.I, situato nella provincia di Padova. La centrale termica da 700 kW_{th} produce calore per la rete di TLR alla quale sono allacciate utenze civili e domestiche. Per la realizzazione dell'opera, entrata in funzione nel 2010, sono stati spesi 1.400.000 €. Anche in questo caso le spese si riferiscono a tutto il lavoro di studio e progettazione, al lavoro ed agli strumenti di cantiere, alla componentistica di centrale e della rete di TLR. La centrale produce energia termica da fonte rinnovabile e quindi per i primi 5 anni di funzionamento ha potuto beneficiare degli incentivi nella forma dei Titoli di Efficienza Energetica.

L'ammontare delle spese annue per l'acquisto del combustibile utilizzato, per la manutenzione ordinaria e straordinaria e per la remunerazione di un operatore, è di circa 100.000 ÷ 150.000 €/anno⁶⁹.

I ricavi annui dell'impianto tengono conto del flusso di cassa entrante dovuto alla vendita di calore alle utenze della rete e del flusso di cassa garantito dai Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Il prezzo dell'energia termica venduta all'utenza si compone di una quota fissa di 65 €/(anno · utente) e di una quota variabile di 0,106 €/kWh. Il ricavo annuo dalla vendita del flusso energetico è prossimo a 80.000 ÷ 90.000 €; mentre gli incentivi ammontano ad un valore di 25.000 ÷ 35.000 €, quantificati sulla base del risparmio energetico generato dall'impianto a biomassa⁷⁰.

A partire dai valori relativi ai flussi di cassa forniti dalla società di gestione è facile valutare il tempo di ritorno anche per questo secondo impianto a biomassa:

$$PB\ Time = \frac{I}{(R-S)} = \frac{1.400.000}{(115.000-100.000)} = 93,33\ anni \quad (7.9)$$

Anche considerando i benefici dei Titoli di Efficienza Energetica all'interno del calcolo, come se non avessero una durata limitata, il tempo stimato per il ritorno dell'investimento è esageratamente elevato. Questo risultato è segnato dalla differenza minima tra i ricavi e le spese di gestione dell'impianto: la centrale, anche in questo caso, è stata sovradimensionata in fase di costruzione. Uno studio preliminare scorretto per quanto riguarda le reali esigenze dell'utenza è alla base dell'attuale malfunzionamento: lavorare a carico ridotto comporta ingenti perdite economiche per quanto riguarda la vendita del calore contenuta e per mancati TEE incassati, proporzionali ai kW_{th} prodotti. La situazione apparirebbe ancora più grave se si venisse a valutare il bilancio finanziario reale, in assenza degli incentivi europei, ovvero dopo i primi 5 anni di

⁶⁹ I valori della spesa e dei ricavi annui sono stimati come medie delle spese e degli incassi segnalati del gestore della centrale.

⁷⁰ I TEE per l'impianto in esame corrispondono ai valori registrati del gestore della centrale: TEE medio registrato pari a 315; incentivo medio di 105 €/TEE.

attività dell'impianto. Con l'attuale parco utenze, con domanda inferiore al potenziale di centrale, l'impianto non sarà mai in grado di ripagare l'investimento iniziale.

7.2.2 Esempio di investimento per miglioramento dell'efficienza di centrale

Dall'analisi sviluppata precedentemente sono emerse le evidenti difficoltà per quanto riguarda la gestione economica dei due impianti presi in esame, in particolare per l'impianto termico a combustione di cippato operante nella provincia di Padova. Senza l'apporto di ammodernamenti e miglie in gestione degli impianti, gli investimenti sostenuti inizialmente non potranno essere ripagati. In questo paragrafo ci si propone di fare una stima economica dell'investimento necessario alla realizzazione di alcune modifiche all'impianto situato nella zona di Padova, che potrebbero migliorare il funzionamento della rete di TLR e la resa della caldaia di combustione. Perché l'impianto possa diventare economicamente redditizio sarebbe necessario aumentare la quantità di energia termica prodotta e venduta alla rete e stabilizzare la combustione in caldaia con contenute variazioni di carico. Per ottenere questi risultati si possono seguire due vie:

- ampliare la rete di TLR aumentando il numero di utenze da servire (soluzione ideale sarebbe trovare utenze energivore, caratterizzate da una curva di domanda termica costante, come nel caso di utenze industriali);
- installare un sistema d'accumulo aperto da 100 m³ che permetta di gestire i picchi di domanda, favorendo un funzionamento più stabile della caldaia a cippato.

Si sceglie di valutare il possibile investimento che la società che gestisce la struttura dovrebbe sostenere per installare un serbatoio d'accumulo tra la caldaia e la rete di distribuzione del calore (Figura 7. 1).

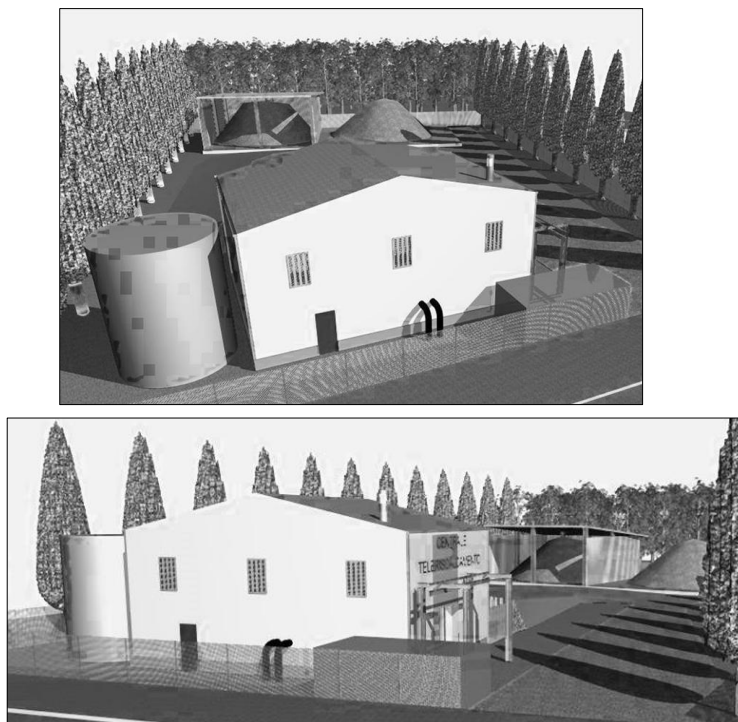


Figura 7. 1 Simulazione grafica della centrale termica con l'aggiunta del sistema d'accumulo all'esterno dell'edificio

Il progetto di modifica della centrale prevede l'installazione di un accumulo di calore sensibile a 4 tubi (Figura 7. 2) che permetta di stoccare parte dell'energia termica prodotta dalla centrale per fornirla all'utenza nei periodi di picco della domanda. Assieme al serbatoio, contenente acqua alla pressione atmosferica come fluido termovettore, si prevedere l'inserimento nel circuito della rete di TLR di un addolcitore (capace di trattare un flusso d'acqua di 1 m³/h). L'addolcitore permette di filtrare l'acqua in circolo nelle tubazioni della rete di teleriscaldamento riducendo il contenuto di calcare e sali disciolti, diminuendo quindi la formazione di incrostazioni e la corrosione delle condutture. La presenza dell'accumulo non rende più necessaria la presenza della caldaia integrativa a gas naturale che può essere disaccoppiata dalla rete; le tre pompe di circolazione abbinate alla caldaia a gas possono essere reinstallate assieme al serbatoio, risparmiando le spese per l'acquisto di nuovi componenti.

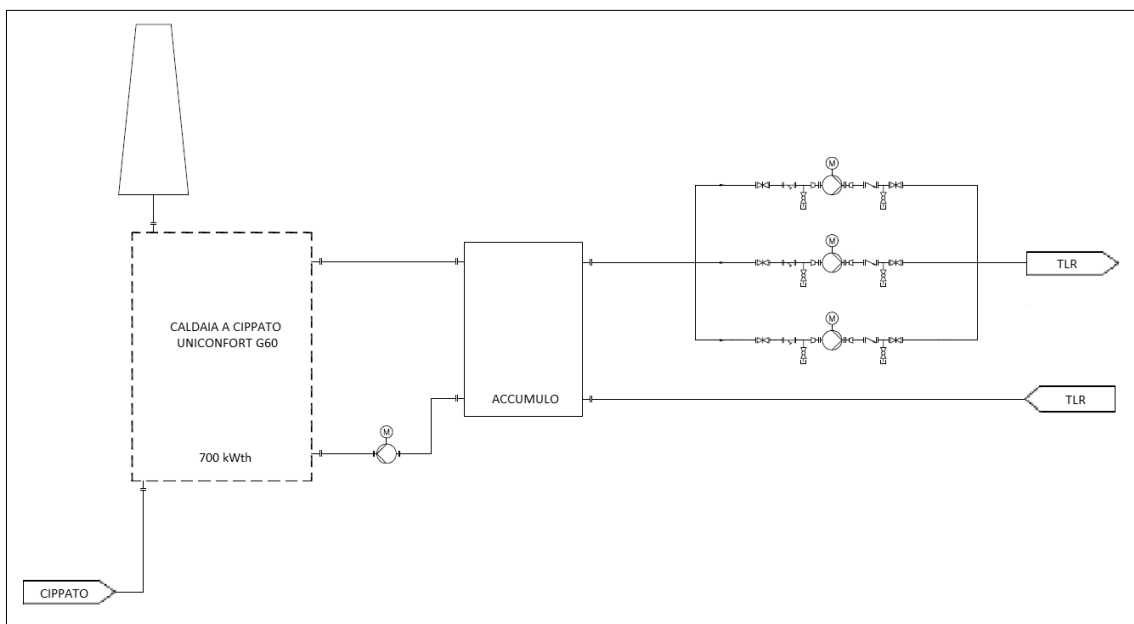


Figura 7. 2 Schema semplificato della centrale a cippato con l'inserimento del serbatoio ad accumulo a pressione atmosferica a 4 tubi

Per la valutazione delle spese si utilizza un foglio di calcolo, normalmente impiegato per ottenere una stima approssimativa dell'insieme dei costi da presentare in fase di progetto. All'interno del calcolo si considerano tutti i fattori che compongono la spesa complessiva:

- apparecchiature principali,
- componentistica di linea;
- materiale meccanico;
- materiale elettrico;
- strumentazione e documentazione delle Schede di Controllo Distribuito (DCS = Distributed Control Systems);
- ingegneria meccanica, elettrica e dell'automazione;
- attività di cantiere;
- noleggi;

- oneri aggiuntivi.

Per ogni voce si tiene conto del costo del singolo elemento e del costo per la manodopera necessaria all'installazione del componente stesso. Per quanto riguarda il lavoro degli operai specializzati in cantiere si considera una paga di circa 32 €/h; mentre per la retribuzione delle ore di ingegneria in fase di progettazione di considerano 24 €/h. Il costo della manodopera viene calcolato sulla base delle ore di lavoro, a loro volta dipendenti dalle caratteristiche del componente che deve essere inserito nell'impianto: le ore virtuali di lavoro in cantiere si ottengono sono riportate in un manuale che fornisce indicazioni di massima sulle ore virtuali di manodopera necessarie all'installazione o al montaggio di ogni singolo componente in officina oppure in cantiere.

La prima voce del foglio di calcolo è dedicata alle apparecchiature principali: il progetto di modifica dell'impianto prevede l'installazione di un accumulo termico a 4 vie da 100 m³ e di un impianto addolcitore. Il serbatoio viene fornito da una ditta esterna che garantisce la fornitura, l'installazione e l'allacciamento alla rete al prezzo di 110.000 €. Per l'addolcitore dell'acqua della rete di TLR, invece, il prezzo stimato di 3.000 non comprende il lavoro in cantiere; per la manodopera, dalla valutazione del tipo di componente e delle sue dimensioni (del peso quindi) si mettono in preventivo 16,7 ore di lavoro, che equivalgono a 534,40 €.

Il secondo gruppo di elementi comprende tutti i diversi tipi di valvole ritenute necessarie, ovvero valvole semplici, una valvola PSV (valvola di rilascio in pressione), una valvola automatica a 3 vie, una valvola on/off per lo scarico dell'accumulo, una valvola on/off carico/scarico IA. Per ogni valvola si prevedono 2,1 ore di lavoro. Al termine della valutazione le spese per la componentistica di linea ed il lavoro di installazione si aggirano attorno ai 17.424 €.

La categoria materiale meccanico raggruppa assieme le diverse tubazioni suddivise in funzione del diametro nominale (DN), i supporti primari e secondari delle condutture, le coibentazioni in funzione delle DN delle tubazioni a cui sono abbinata e le eventuali verniciature delle condutture, da effettuare al termine dell'installazione in centrale. Il prezzo delle tubazioni, distinto per le diverse taglie delle condutture, è definito in €/kg di tubazione montata (manodopera inclusa). Lo stesso sistema di valutazione viene impiegato per la stima dei supporti. Il prezzo delle coibentazioni viene calcolato in €/m, comprendendo anche in questo caso la remunerazione per il lavoro degli operai in cantiere. Le verniciature vengono remunerate in €/m²; nel caso specifico non si mettono in preventivo possibili verniciature per le tubazioni. Per procedere alla stima dei è necessario verificare attraverso lettura dello schema P&I (Project & Instrumentation) la lunghezza delle singole tubature da installare, delle coibentazioni e dei supporti. Per le modifiche impiantistiche si prevede di utilizzare il seguente materiale (*Tabella 7. 3*):

Materiale meccanico		
Tubazione A.C. DN150 (19,2 kg/m - 40m)	kg	768
Tubazione A.C. DN100 (12,9 kg/m - 20m)	kg	258
Tubazione A.C. DN65 (8,62 kg/m - 40m)	kg	345
Tubazione A.C. DN25 (2,50 kg/m - 50m)	kg	125
Tubazione A.C. DN15 (1,27 kg/m - 50m)	kg	63,5
Supportazione Primaria	kg	600
Supportazione Secondaria	kg	600
Coibentazioni DN150	m	40
Coibentazioni DN100	m	20
Coibentazioni DN65	m	80
Verniciature	m ²	0

Tabella 7. 3 Elenco dei materiali meccanici impiegati

Il totale restituito dal foglio di calcolo, per la sezione riguardante il materiale meccanico, è di 23.471,10 €.

La voce successiva interessa il materiale elettrico: in questa simulazione le modifiche da apportare alla componentistica elettrica d'impianto non vengono studiate direttamente, non si riportano quindi gli oneri per l'acquisto dei materiali né della manodopera interessata. Si richiede ad un fornitore esterno di studiare gli interventi necessari e di presentare un preventivo di spesa, che risulta pari a 40.000 €, da inserire nel calcolo finale dell'investimento.

Sono classificati come strumentazione tutti gli strumenti necessari alla misurazione ed al monitoraggio dei parametri significativi di funzionamento dell'impianto. In particolare per la modifica della centrale con aggiunta del sistema di accumulo si prevede di installare gruppi manometro locali, gruppi termometro locali, gruppi trasmettitori di pressione e di temperatura, un livellostato, un trasmettitore di livello ed un misuratore magnetico. Per ogni componente si tiene conto della spesa per l'acquisto del pezzo e della spesa relativa al montaggio, definendo le ore di lavoro virtuali necessarie con una media di 1,5 ore/strumento. La documentazione relativa all'installazione di Sistemi di Controllo Distribuito (DCS) viene fornita dal committente terzo che si occupa di tutte le componenti elettriche: le spese sono quindi già incluse nei costi totali per il materiale elettrico. Nel complesso, per l'acquisto ed il posizionamento della strumentazione prevista si ottiene una spesa di 5.343 €.

Un altro parametro che incide molto sul risultato finale interessa la retribuzione dell'ingegneria meccanica, elettrica e dell'automazione. In questo bilancio si cerca di fare una valutazione preliminare delle ore di lavoro necessarie alla progettazione ed allo studio del progetto; quantificando l'onere finanziario a 24 €/ora. Assieme alla progettazione dell'intervento ed allo studio della soluzione migliorativa, si valutano eventuali spese dovute allo studio di opere civili correlate, manualistica di progetto e stesura della Pratica PED e della Direttiva Macchine. Il lavoro di progettazione ingegneristica incide con un costo totale stimato di 24.600 €. Questa è la seconda voce di costo maggiore per il progetto in esame, dopo l'investimento per l'acquisto del serbatoio d'accumulo e dell'addolcitore.

Separatamente vengono conteggiate le ore di lavoro in cantiere per la realizzazione delle modifiche, delle opere civili annesse e del collaudo del nuovo assetto impiantistico. L'attività di cantiere comporta in totale una spesa di 12.000 € circa.

Come per il preventivo delle ore di lavoro, si sviluppa anche una previsione delle ore di noleggio di alcuni macchinari di grandi dimensioni per la realizzazione dell'opera. Si prevede di utilizzare piattaforme, container ed un muletto a noleggio. Il costo del noleggio è solamente indicativo, non conoscendo le reali esigenze degli operai in cantiere: 11.750 €.

L'ultima voce considerata nel foglio di calcolo riguarda gli oneri economici che il committente deve sostenere, ovvero le eventuali spese per la messa in sicurezza del sito, per la modifica o la realizzazione di strutture ausiliarie, per il pagamento di viaggi e trasporti di operai specializzati ed ingegneri impegnati nel progetto. Per questo esempio si inseriscono a bilancio le spese approssimative per delle trasferte per 4 persone (trasporto e viaggio) per un totale di 13.200 €.

Dalla valutazione di tutti i diversi fattori è possibile ricavare un preventivo approssimativo di spesa, quindi dell'investimento che la società di gestione dovrebbe affrontare per apportare le modifiche necessarie al miglioramento della centrale termica. L'investimento totale comprendente tutte le diverse voci sopra descritte, escluse le spese per il materiale elettrico, risulta pari a 221.322,50 €.

Prima che il valore di spesa stimato venga presentato alla società che gestisce l'impianto, vengono aggiunte la quota parte di spesa per le componenti elettriche d'impianto e le percentuali di guadagno per la ditta che si occupa di seguire la realizzazione del progetto e successivamente la messa in opera delle modifiche preventivate. Le percentuali di guadagno sono applicate al totale delle spese attraverso un coefficiente moltiplicativo dei costi totali pari al 2%, una percentuale di margine del 10% ed una di sconto del 5%. Applicati questi tre fattori moltiplicativi, si ottiene il valore finale dell'investimento, pari a 308.635,63 €, da presentare al committente per l'approvazione. Maggiore è il grado di dettaglio con il quale si compila il foglio di calcolo per la stima della spesa totale, più verosimile sarà il risultato finale ottenuto.

Al termine dell'elaborato vengono riportati i fogli di calcolo esemplificativi della stima appena descritta per chiarire l'incidenza dei singoli elementi sul costo totale (*Appendice B, Tabella B. 1 e Tabella B. 2*). Si riporta di seguito, invece, una tabella riassuntiva dei costi di investimento (*Tabella 7. 4*) nella quale si tiene conto dei margini di guadagno della società che si occupa di sviluppare e gestire il progetto di miglioramento della centrale.

RIASSUNTIVO SCHEDA COSTI CON MANODOPERA	
Sistemi ausiliari	
Principali apparecchiature	€ 113.534,40
Componentistica di linea	€ 17.424,00
Materiale Meccanico	€ 23.471,10
Materiale Elettrico	€ 40.000,00
Strumentazione e DCS	€ 5.343,00
Ingegneria	€ 24.600,00
Attività di cantiere	€ 12.000,00
Oneri e Noli	€ 24.950,00
Totale	€ 261.322,50
Oneri di progetto	
K-costi generali	2,00%
Costi generali	€ 5.226,45
Totale (con costi generali)	€ 266.548,95
K-margine	10,00%
Totale (con margine)	€ 293.203,85
K-sconto	5,00%
Totale (con sconto)	€ 308.635,63
TOTALE DI SISTEMA	€ 308.635,63

Tabella 7. 4 Tabella riassuntiva delle spese approssimative per il miglioramento della centrale termica in provincia di Padova

Capitolo 8

Vantaggi derivanti dalla combustione di cippato a servizio del TLR

8.1 Quando impianti a cippato asserviti a reti di TLR sono vantaggiosi

La filiera di generazione del calore attraverso la combustione di cippato di legno vergine e successiva distribuzione alle utenze con rete di teleriscaldamento, se dimensionata accuratamente, può risultare una soluzione molto vantaggiosa. Centrali termiche a biomassa a servizio di reti di TLR si dicono vantaggiose, rispetto alle tradizionali centrali a gas naturale, qualora per ottenere la stessa quantità di calore finale (da mandare alle utenze), necessitano di un quantitativo di energia primaria in cippato inferiore a quello contenuto nella fonte fossile normalmente impiegata:

$$kWh_{th_cippato} < kWh_{th_gas} \quad (8.1)$$

Nella valutazione preliminare risulta fondamentale la stima degli effettivi risparmi dovuti all'installazione di un impianto di questo tipo, rispetto alle centrali termiche tradizionali che utilizzano combustibili fossili.

Lo sfruttamento di una fonte energetica rinnovabile deve essere incentivato ai fini di una riduzione del consumo di risorse energetiche esauribili. In particolare la scelta di bruciare biomassa legnosa permette di azzerare, nel bilancio complessivo, le emissioni di CO₂ in atmosfera: come descritto nei primi capitoli dell'elaborato, la quantità di anidride carbonica liberata durante il processo di combustione, viene catturata e convertita dalle stesse piante nel processo di fotosintesi clorofilliana.

La scelta di procedere alla realizzazione di grandi centrali termiche al servizio di un gruppo di utenze presenti nel territorio limitrofo alla centrale di generazione comporta una riduzione significativa delle emissioni di sostanze inquinanti; questo è legato alla maggiore facilità nel monitorare e filtrare con appositi sistemi di abbattimento i fumi di scarico di un unico camino, anziché dover controllare tanti piccoli generatori appartenenti alle singole utenze.

Le reti di TLR, tecnologia considerata già matura, non sono ancora molto conosciute o sfruttate sul territorio nazionale; sarebbe importante promuovere delle campagne di sensibilizzazione della popolazione che evidenzino i vantaggi legati a questo tipo di servizio ai fini di facilitarne la diffusione. I vantaggi che si dovrebbero evidenziare sono i seguenti:

- utilizzo di una fonte di energia rinnovabile;
- bilancio delle emissioni totali di CO₂ nullo;
- sfruttamento di risorse disponibili sul territorio: accordi tra pubblico e privato per l'utilizzo di materiale di scarto come combustibile;
- gestione dell'impianto da parte di personale qualificato;
- unica caldaia di produzione facilmente controllabile e modulabile nella produzione;

- migliore rendimento di combustione per un unico grande combustore, quindi migliore sfruttamento dell'energia chimica immagazzinata nella biomassa;
- riduzione delle emissioni di inquinanti a camino grazie all'installazione di filtri e sistemi di controllo della composizione dei fumi (non utilizzabili nel caso di piccoli impianti domestici);
- completa autonomia dell'utenza in merito alla quantità di energia termica da richiedere alla rete;
- facilità di utilizzo e gestione dell'impianto da parte dell'utenza finale;
- assenza di centrali termiche distribuite presso le singole utenze private; quindi eliminazione di costi legati alla manutenzione ed alla gestione dell'impianto;
- apparecchiature di sottocentrale di facile gestione e con oneri finanziari ridotti al minimo;
- maggiore sicurezza: eliminazione dei rischi di esplosione e di intossicazione da fumi;
- accesso ad incentivi comunitari riservati ad impianti alimentati da fonti rinnovabili che contribuiscono alla riduzione dei costi della fornitura di calore per l'utente finale.

Affinché una centrale termica asservita alla fornitura di una rete di TLR sia considerata come un valore aggiunto nel territorio è fondamentale porre l'attenzione su due aspetti: l'utilizzo consapevole della biomassa legnosa disponibile sul territorio e l'inserimento virtuoso dell'impianto attraverso vantaggiosi accordi tra enti pubblici e soggetti privati.

8.1.1 Inserimento virtuoso nell'economia locale

L'inserimento virtuoso di impianti a combustione di cippato di legno sul territorio dovrebbe risultare uno dei maggiori obiettivi, assieme all'attenzione al risparmio energetico ed allo sfruttamento sempre maggiore delle fonti rinnovabili. Un impianto si può considerare positivamente integrato all'interno di un'area geografica quando riesce a sfruttare al massimo le fonti energetiche primarie che l'area stessa mette a disposizione.

Utilizzare le risorse disponibili sul territorio ha molteplici vantaggi:

- valorizzazione di risorse residuali, altrimenti considerate di scarto;
- riduzione delle spese energetiche ed economiche per la movimentazione delle fonti primarie dal sito di produzione/fornitura e preparazione alla centrale di utilizzazione, a causa della riduzione delle distanze percorse;
- risparmio economico per mancato smaltimento in discarica di materiale residuo;
- impiego di personale specializzato locale (aumento dell'occupazione sul territorio);
- riduzione delle emissioni di gas serra ed inquinanti in atmosfera.

Ai fini di sfruttare al massimo le risorse locali, sarebbe necessario procedere con la realizzazione di accordi tra gli enti pubblici e privati: accordi di compra-vendita di materiale legnoso, sviluppati ancora in fase di progetto, possono postare, con l'entrata in servizio della centrale, a vantaggi economici per entrambe le parti interessate. Questo può essere fatto solo producendo uno studio preliminare della quantità di cippato e materiale legnoso residuo disponibile e potenzialmente impiegabile in centrale.

Per quanto riguarda la possibilità di reperire materiale di scarto di tipo legnoso, da impiegare in sostituzione al cippato di legno vergine, proveniente da colture energetiche dedicate, i settori d'interesse sono: le biomasse residuali del settore forestale e le biomasse residuali del settore dell'industria del legno. Facendo riferimento al territorio nazionale, diviso per regioni, sono stati condotti degli studi che riportano i valori di disponibilità potenziale ed effettiva per questi due gruppi⁷¹.

Le biomasse residuali del settore forestale, in primo luogo, possono costituire una fonte energetica consistente, soprattutto per alcune regioni italiane. La valutazione del potenziale risulta molto complessa poiché si deve tener conto di innumerevoli variabili tra cui gli ostacoli tecnici nell'uso dei mezzi meccanici e le difficoltà di gestione dei boschi. Dagli studi condotti nel 2011 dall'Enama (Ente Nazionale per la Meccanizzazione Agricola) sono emersi i seguenti valori:

- residui forestali attuali (effettivi) valutati 2,4 Mm³ (pari a circa 845.000 t/anno s. s.);
- residui forestali potenzialmente disponibili (stima) valutati 6,2 Mm³ (pari a circa 2.100.000 t/anno s. s.);
- residui totali (effettivi e potenziali stimati) valutati 8,6 Mm³ (pari a circa 3.000.000 t/anno s. s.).

Gli stessi valori, ripartiti per diverse regioni, sono riportati in tabella (*Tabella 8. 1*).

Regione	Biomassa attuale non prelevata (m ³)	Biomassa potenziale per energia (m ³)	Biomassa Totale (m ³)
Piemonte	98.681	571.641	670.322
Valle d'Aosta	5.418	103.901	109.319
Lombardia	316.316	454.193	770.509
Trentino-Alto Adige	334.907	823.435	1.158.342
Veneto	72.230	278.354	350.584
Friuli-Venezia Giulia	51.449	210.694	262.143
Liguria	23.617	233.071	256.688
Emilia-Romagna	75.699	308.098	383.797
Toscana	440.484	620.366	1.060.850
Umbria	102.016	168.499	270.515
Marche	50.315	114.414	164.729
Lazio	213.069	286.187	499.256
Abruzzo	57.787	216.523	274.310
Molise	40.978	57.558	98.536
Campania	133.990	244.213	378.203
Puglia	23.615	100.706	124.321
Basilicata	87.947	206.314	294.261
Calabria	248.226	522.786	771.012
Sicilia	14.031	244.477	258.508
Sardegna	22.985	459.637	482.622
ITALIA	2.413.760	6.225.067	8.638.827

Tabella 8. 1 Stime circa la disponibilità di biomasse residuali forestali ad uso energetico

Con biomasse residuali provenienti dall'industria del legno, invece, si fa riferimento a scarti della prima lavorazione del legno prodotti nelle segherie; residui della seconda lavorazione del legno derivanti dalla produzione di mobili, imballaggi, strutture lignee e compensati; scarti della

⁷¹ I dati riportati sono tratti dallo studio condotto da Commissione tecnica biomasse Enama, «Capitolo 2. Disponibilità delle biomasse».

lavorazione della carta (non utilizzabili in caldaie a cippato, quindi non considerati per questo specifico studio); legno riciclato (imballaggi, demolizioni e dismissioni, traversine ferroviarie). Per la stima dei residui di biomassa dalla prima e dalla seconda lavorazione industriale, si considera tutto il materiale legnoso impiegato dal settore industriale, sia prodotto sul territorio nazionale, sia importato dall'estero. Il fattore di conversione utilizzato è $1 \text{ m}^3 = 0,8 \text{ t}$; considerando un'umidità media del 30%. Di tutti i residui conteggiati, non più del 40-50% sono realisticamente reperibili ed utilizzabili ai fini energetici. Nel calcolare i residui dalla seconda lavorazione del legno, con gli stessi fattori di conversione, emerge che solamente il 25-30% della materia di scarto può essere reimpiegata.

I valori nazionali, relativa a questi settori sono esplicitati in tabella (*Tabella 8. 2*).

Prima lavorazione		Seconda lavorazione	
Origine del legname	Milioni di m ³	Tavolame	Milioni di m ³
Nazionale	4	Nazionale	7
Importato	8	Importato	8
Totale	12	Totale	15
Residui stimati	5	Residui stimati	3

Tabella 8. 2 Stima dei residui derivanti dalla prima e dalla seconda lavorazione del legno

Per ottenere una valutazione del potenziale legnoso riciclato utilizzabile dall'industria energetica, sono state fatte numerose approssimazioni di massima, deduzioni ed interpolazioni di dati statistici. I dati ottenuti sono solamente indicativi (*Tabella 8. 3*); andrebbero verificati nel dettaglio per un'area geografica ristretta.

Rifiuti legnosi kt	Recupero legno kt
9.000	4.300

Tabella 8. 3 Rifiuti legnosi prodotti annualmente e quantitativi recuperati

I valori ottenuti in merito alla disponibilità di biomasse residuali del settore dell'industria del legno sono riassunti nello schema qui riportato (*Tabella 8. 4*).

Categorie	Disponibilità potenziale kt	Disponibilità effettiva kt	Usi attuali
I e II lavorazione legno	4.400	1.800	Pannelli, energia
Riciclo legno	8.000	4.000	Pannelli, energia
Industria carta	270	150	Energia
Totale	12.670	5.950	

Tabella 8. 4 Disponibilità annue di scarti per ciascuno dei settori indagati (quantitativi espressi in sostanza secca)

Nella valutazione delle possibili quantità di biomassa residuale utilizzabile per la produzione energetica è necessario tenere in considerazione alcuni aspetti fondamentali:

- le caratteristiche chimico-fisiche delle risorse;
- la disponibilità e l'accessibilità del recupero;
- i limiti tecnici dei sistemi di conversione energetica.

Assieme a questi problemi di tipo tecnico-ingegneristico, si presenta molte volte la difficoltà di stipulare accordi tra i vari enti pubblici e privati coinvolti. Per quanto concerne l'impiego dei residui forestali, di proprietà dello Stato, risulta necessario stipulare un contratto di vendita del materiale legnoso alla società che si occupa della gestione della centrale a biomassa in questione, per indirizzare il materiale derivante dalla manutenzione boschiva alla valorizzazione in centrale (previa fase di essiccazione). Lo stesso potrebbe essere fatto per valorizzare i residui legnosi derivanti dalla manutenzione del verde pubblico: soprattutto per città e comuni di grandi dimensioni fare una stima e prevedere un riutilizzo delle ramaglie da potatura potrebbe risultare interessante. Senza progetti di impiego in centrale a biomassa, tutto questo materiale (biomassa boschiva e residui del verde pubblico) dovrebbe essere smaltito in discarica con conseguente spesa per l'ente pubblico.

Anche l'impiego in fase di combustione del materiale di scarto dell'industria del legno, permette alle industrie stesse di evitare i costi per lo smaltimento di queste sostanze.

Utilizzare scarti e residui legnosi non porta solamente un beneficio di tipo energetico ed ambientale, ma anche un riscontro positivo dal punto di vista economico sia per l'ente (pubblico o privato) che anziché smaltire la biomassa in discarica riceve, un beneficio economico dalla sua vendita, sia per la società che gestisce l'impianto a biomassa che acquista combustibile ad un prezzo agevolato.

Per contro, la biomassa residuale, a seconda del settore di provenienza, risulta poco uniforme e con potere calorifico spesso ridotto. Il materiale residuo legnoso si differenzia infatti per tipo di legno, pezzatura e contenuto di umidità. Questo determina che molto spesso le società di gestione delle centrali a biomassa prediligano l'impiego di cippato proveniente da colture energetiche dedicate, che più facilmente garantiscono uniformità del combustibile e PCI elevato, anziché instaurare circoli virtuosi di valorizzazione di materiale di scarto disponibile sul territorio.

8.2 Riduzione emissioni inquinanti

Le centrali a biomassa, pur utilizzando una fonte di energia primaria rinnovabile, generano e rilasciano nell'ambiente una quantità di inquinanti non trascurabile. Il processo di combustione controllato in caldaia porta alla rottura dei legami chimici tra le molecole che compongono la materia con conseguente liberazione di energia sotto forma di calore e di innumerevoli sostanze, che a elevate temperature tendono a legarsi formando i composti che costituiscono i fumi di scarico. I principali residui della combustione sono i gas di scarico convogliati ed espulsi dal camino di centrale, ma anche le polveri volatili sempre presenti nei fumi e le polveri pesanti che si depositano nella zona sotto-griglia della caldaia.

Per le centrali a cippato si deve prevedere che le emissioni inquinanti debbano rimanere al di sotto di specifici limiti: i limiti di emissione sono definiti da apposite normative in funzione del tipo di impianto e della potenza nominale prodotta. I valori limite definiti dalle normative sono espressi in mg/Nm³: si confrontano i mg di sostanza inquinante per un Nm³ di fumi a camino

registrati, con i valori limite riportati nel decreto legge nazionale⁷². Le misurazioni vengono effettuate sui fumi di scarico della caldaia attraverso Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni (SME); come riferimento la normativa indica, per gli impianti a biomassa, di considerare emissioni gassose con tenore d'ossigeno dell'11%.

Per la valutazione della qualità dei fumi di impianti alimentati a cippato di legno, a servizio di reti di teleriscaldamento (centrali termiche), la normativa di riferimento è il Decreto Legislativo n. 152 – Parte III. Avendo preso in esame sempre impianti con potenza nominale inferiore ai 50 MW, con combustibile solido (biomassa legnosa), i valori limite a cui ci si deve riferire sono riportati nella seguente tabella (*Tabella 8. 5*).

Inquinanti	Potenza termica installata nominale [MW]			
	> 0,15 ÷ ≤ 3 [1]	> 3 ÷ ≤ 6	> 6 ÷ ≤ 20	> 20
Polveri totali	100 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³
Carbonio organico totale (COT)	-	-	30 mg/Nm ³	20 mg/Nm ³ 10 mg/Nm ³ [2]
Monossido di Carbonio (CO)	350 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	250 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³
			150 mg/Nm ³ [2]	100 mg/Nm ³ [2]
Ossidi di Azoto (espressi come NO ₂)	500 mg/Nm ³	500 mg/Nm ³	400 mg/Nm ³	400 mg/Nm ³
			300 mg/Nm ³ [2]	200 mg/Nm ³ [2]
Ossidi di Zolfo (espressi come SO ₂)	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³
[1] Agli impianti di potenza termica nominale pari o superiore a 0,035 MW e non superiore a 0,15 MW si applica un valore di emissione per le polveri totali di 200 mg/Nm ³ .				
[2] Valori medi giornalieri.				

Tabella 8. 5 Limiti di emissione per impianti alimentati a biomassa solida di P_N < 50 MW

La normativa esprime valori limite in riferimento alle emissioni in atmosfera di polveri volatili, carbonio organico e monossido di carbonio, ossidi di azoto ed ossidi di zolfo. I limiti si riducono al crescere della taglia dell'impianto: questo perché impianti di grandi dimensioni possono garantire efficienze di funzionamento maggiori e affiancate da sistemi di abbattimenti fumi efficaci. Non viene fissato alcun limite in riferimento alle emissioni di anidride carbonica (CO₂): questo perché si tiene conto del reimpiego di questa sostanza nel processo di crescita delle specie vegetali (attraverso la fotosintesi clorofilliana), che porta ad un bilancio complessivo di emissioni nullo.

Per legge si devono continuamente monitorare le emissioni a camino per garantire livelli di inquinanti nell'aria entro i limiti di legge. L'organismo addetto alla salvaguardia dell'ambiente e nello specifico della qualità dell'aria in Italia è l'ARPA (Azienda Regionale per la Prevenzione e la Protezione Ambientale). I limiti di emissione qui riportati hanno valenza nazionale, anche se ogni regione ha la facoltà di fissare valori emissivi massimi più restrittivi, per gli impianti situati sul proprio territorio di competenza.

Di tutti i valori registrati dai sistemi di monitoraggio in continuo, si tengono in considerazione solamente le misurazioni effettuate con centrale funzionante al di sopra del minimo tecnico. Il minimo tecnico indica la quota parte di potenza di funzionamento tale per cui è possibile

⁷² «Decreto Legislativo n. 152; Parte III. Valori di emissione per specifiche tipologie di impianti.»

considerare l'impianto operante in condizioni di regime. Sotto questo valore di potenza l'impianto lavora in condizioni discontinue e ad un carico molto ridotto che comporta aumento delle emissioni inquinanti, molto spesso sopra i limiti di legge. Generalmente il limite tecnico viene fissato al 55% della potenza nominale dell'impianto. Quando la caldaia lavora ad un carico uguale o superiore al 55% del suo potenziale, i valori di emissioni inquinanti devono rispettare i limiti imposti dal Decreto Legislativo. Le caldaie a biomassa, infatti, risentono particolarmente delle variazioni di carico: a basso carico la combustione diventa più difficile da controllare e aumentano le emissioni inquinanti, che non rientrano però nei controlli effettuati dall'ARPA per la salvaguardia dell'ambiente. Nel caso di impianti alimentati a biomassa solida, in condizioni normali di funzionamento è facile registrare quantità inquinanti superiori ai limiti emissivi nell'intorno dell'1-5% sul totale dei fumi rilasciati in atmosfera. Questo è dovuto alle variazioni di carico a cui l'impianto è soggetto, che riducono l'efficienza del processo di combustione.

8.2.1 Benefici dati dalla sostituzione di caldaie domestiche

Il teleriscaldamento si propone di ridurre i consumi e di impiegare al meglio il combustibile scelto: un solo impianto, ad elevato rendimento, sostituisce un grande numero di piccole caldaie domestiche relativamente poco efficienti dal punto di vista energetico e ad alto impatto ambientale. Per una centrale termica ben progettata, i fumi al camino della caldaia che fornisce la rete di TLR hanno un impatto inferiore a quelli prodotti dai camini delle singole abitazioni.

Impianti di grandi dimensioni sono infatti sottoposti a continui monitoraggi e controlli della composizione dei fumi di scarico, che vengono confrontati con i parametri limite descritti nel paragrafo precedente. Un'unica fonte di emissioni è sicuramente più facilmente controllabile, rispetto a tanti impianti distribuiti sul territorio.

I vantaggi ambientali del teleriscaldamento rispetto al riscaldamento con caldaie autonome sono esplicitati dalla seguente figura (*Figura 8. 1*), frutto di una valutazione di impatto ambientale condotta per una centrale realizzata nel comune di Cesena (FC)⁷³.

⁷³ Valutazione fornita da Mazza, Antinucci, e Brolis, *Teleriscaldamento. Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico*.

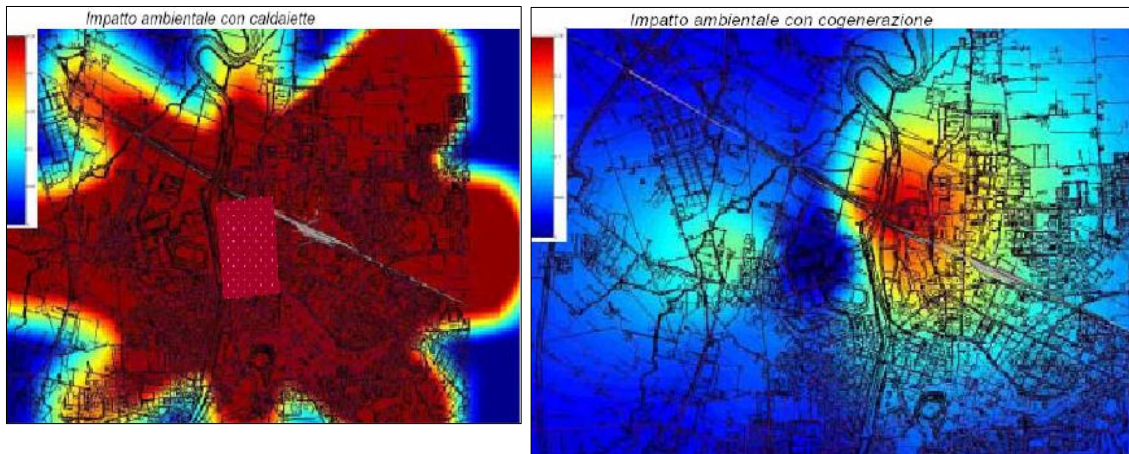


Figura 8.1 Confronto tra impatto ambientale con caldaie domestiche ed impatto ambientale con impianto di teleriscaldamento

Il modello di simulazione confronta la concentrazione delle emissioni inquinanti rilasciate in atmosfera nel caso di impianti autonomi e per TLR con centrale a cogenerazione. Nella prima rappresentazione relativa agli impianti domestici si nota come le emissioni si allarghino su tutta l'area abitativa e siano caratterizzate da valori elevati (di colore scuro). Nel secondo caso, per la centrale di cogenerazione a servizio della rete di TLR, l'emissione rimane concentrata in prossimità del sito di generazione, con valori emissivi ridotti (di colore più chiaro) grazie all'altezza del camino ed ai sistemi di filtraggio integrati nella centrale.

Secondo i dati raccolti dall'AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano), nel 2014 i sistemi di teleriscaldamento operanti in Italia hanno permesso di raggiungere benefici ambientali pari a 1.385.900 t di CO₂ evitate⁷⁴.

8.2.2 Valori di emissioni da impianto reale

Si riporta in questo paragrafo l'analisi dei valori di emissione ottenute dal monitoraggio di un impianto reale: la campagna di misurazione è stata effettuata per la centrale a cippato di legno vergine situata nella provincia di Milano, per il periodo di tempo compreso tra settembre 2013 e maggio 2014. I dati forniti dal gestore della centrale, registrati in continuo attraverso sistema SME (Sistema di Monitoraggio delle Emissioni), devono essere confrontati con i parametri limite definiti dalla normativa di riferimento.

La normativa di riferimento non è il Decreto Legislativo n.152 a valenza nazionale; questo è sostituito da norme specifiche definite dalla regione Lombardia. I limiti emissivi più stringenti sono stati definiti per salvaguardare la qualità dell'aria, soprattutto nelle aree altamente industrializzate nei pressi dei maggiori centri urbani.

All'interno dell'impianto cogenerativo, i valori registrati si riferiscono alla caldaia ad olio diatermico, alimentata a cippato, che produce calore per rifornire le utenze allacciate al TLR. Questa caldaia è dimensionata per una potenza nominale (P_N) di 8 MW_{th}; il minimo tecnico al quale ci si riferisce per l'analisi è fissato al 55% della potenza nominale. Le emissioni a camino

⁷⁴ Valori calcolati dall'AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano) rispetto ai sistemi di riscaldamento convenzionali sostituiti; AIRU, «Riscaldamento urbano - Annuario 2015».

sono misurate a valle del sistema di abbattimento, filtro a maniche, installato per la cattura di parte delle polveri volatili generate dalla combustione del cippato.

Nella seguente analisi si considerano le emissioni a camino solamente di alcuni mesi significativi compresi tra il 2013 ed il 2014: la scelta ricade in questo intervallo temporale per il quale il funzionamento della centrale ha avuto un andamento abbastanza costante (senza significativi fermi caldaia) e per il quale sono disponibili tutti i valori significativi necessari allo studio. I limiti di emissione inizialmente assegnati all'impianto dalla regione Lombardia sono molto stringenti.

- CO (limite) = 50 mg/Nm³;
- Polveri (limite) = 10 mg/Nm³;
- NO_x (limite) = 80 mg/Nm³.

Parametri limite definiti per impianto alimentato a biomassa solida, a P_N = 8 MW_{th}.

Successivamente i valori limite sono stati aggiornati attraverso l'approvazione di nuove normative regionali⁷⁵, meno restrittive, che riportano indicazioni anche per altri tipi di gas inquinanti che compongono i fumi di scarico. La nuova normativa assegna all'impianto i seguenti valori limite riportati in tabella (*Tabella 8. 6*).

Inquinanti	Limite [mg/Nm ³]			
	1 < P _N < 6 MW _{th}	6 < P _N < 20 MW _{th}	20 < P _N < 50 MW _{th}	P _N > 50 MW _{th}
NO _x (espressi come NO ₂)	200	200	200	120 ⁽¹⁾
				100 ⁽²⁾
NH ₃ ⁽³⁾	5	5	5	5
CO	350	150	150	100
SO ₂	200	200	200	200
COT	-	30	10	10
Polveri	30	20	10	10
Diossine	-	-	-	0,1 nanoeq
Metalli	-	-	-	Vd tab nota 4
IPA	-	-	-	0,1

1. per impianti collocati nelle zone A1 e A2 che utilizzano biomasse con alto contenuto di silice;
2. per impianti collocati nelle zone A1 e A2
3. nel caso di utilizzo di sistemi di abbattimento ad urea/ammoniaca
4. valori limite dei metalli (mg/Nm³)

Tabella 8. 6 Limiti di emissione per impianti alimentati a biomassa solida per la Regione Lombardia

I valori massimi per le diverse sostanze si avvicinano ai parametri definiti dalla normativa nazionale, ma rimangono comunque su valori inferiori, soprattutto per impianti a potenza nominale elevata. Come constatato per il Decreto legislativo n. 152 si concedono quote di emissione di gas inquinanti, in funzione dei Nm³ di fumi emessi, maggiori per impianti di piccola taglia, ridotte per grandi impianti che possono garantire livelli di efficienza più elevati.

⁷⁵ Regione Lombardia, «Decreto Legislativo D.g.r. 6 agosto 2012 - Criteri per l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione dell'energia collocati sul territorio regionale».

Si vogliono riportare quindi i valori significativi (Tabella 8. 7) medi mensile derivanti dal monitoraggio dei fumi a camino per la centrale cogenerativa (in provincia di Milano):

- energia termica prodotta dalla caldaia ad olio diatermico per la rete di TLR (E_{th-TLR});
- energia elettrica prodotta dal turbogas ceduta alla rete (E_{el-TB});
- flussi inquinanti effettivi misurati (CO , Polveri e NO_x);
- m^3 di fumi emessi a camino;
- limiti di emissione in funzione delle emissioni a camino (CO_{max} ; $Polveri_{max}$; $NO_{x\ max}$) stimate attraverso l'equazione

$$flusso\ inquinante_{max} = limite\ inquinante \cdot 10^{-6} \cdot m^3\ fumi \quad (8.2)$$
- ore di funzionamento dell'impianto;
- percentuali indicative delle emissioni inquinanti che superano il limite imposto dalla normativa nelle ore di funzionamento dell'impianto (primo gruppo di valori);
- ore di funzionamento nelle quali l'impianto lavora ad un carico superiore al minimo tecnico (55% della P_N);
- percentuali indicative delle emissioni inquinanti superiori ai limiti previsti nelle ore di funzionamento dell'impianto sopra il minimo tecnico.

	2013				2014				
	set-13	ott-13	nov-13	dic-13	gen-14	feb-14	mar-14	apr-14	mag-14
E_{th-TLR} [kWh]	0,00	683.352,00	2.023.876,80	3.215.949,60	3.029.222,40	2.818.972,80	3.673.382,40	640.960,80	0,00
E_{el-TB} [kWh]	536.400,00	719.136,00	678.528,00	687.864,00	722.760,00	644.016,00	726.912,00	648.384,00	711.408,00
FLUSSI INQUINANTI (i massimali sono riferiti all'effettiva portata dei fumi letta, moltiplicata per i limiti autorizzativi)									
CO [kg]	1.043,11	370,42	172,40	205,35	79,58	103,07	120,05	908,32	10,70
CO_{max} [kg]	342,32	460,33	452,28	522,96	520,14	486,60	447,88	426,94	418,45
Polveri [kg]	696,13	75,59	35,26	83,23	9,67	10,65	9,92	65,88	11,08
$Polveri_{max}$ [kg]	68,46	92,07	90,46	104,59	104,03	97,32	89,58	85,39	83,69
NO_x [kg]	559,85	580,42	653,62	758,38	617,56	580,47	527,40	609,98	522,77
$NO_{x\ max}$ [kg]	547,71	736,52	723,65	836,73	832,22	778,56	716,60	683,11	669,52
Fumi [m^3]	6.722.469,00	9.206.558,15	9.045.674,04	10.459.103,00	10.402.736,00	9.732.005,00	8.957.503,00	8.538.852,00	8.369.023,00
REGIMI DI FUNZIONAMENTO (% sul totale ore del mese)									
Ore tot di funzionamento	87,08%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,73%	99,86%	99,19%
$CO >$ limite emissivo	11,67%	3,36%	4,31%	6,05%	2,96%	1,88%	1,21%	5,56%	0,27%
Polveri > limite emissivo	13,19%	4,03%	5,28%	6,85%	0,54%	1,08%	0,67%	3,06%	0,40%
$(NO_x+NH_3) >$ limite emissivo	40,14%	6,45%	13,75%	16,80%	3,36%	2,15%	1,75%	8,61%	4,17%
$P_{th-TLR} >$ minimo tecnico	67,78%	95,16%	89,03%	91,26%	97,58%	97,85%	98,25%	87,50%	94,62%
$CO >$ limite emissivo	0,00%	0,81%	0,42%	3,90%	1,88%	0,94%	0,54%	0,14%	0,00%
Polveri > limite emissivo	0,83%	1,34%	0,97%	5,65%	0,27%	0,40%	0,27%	0,28%	0,00%
$(NO_x+NH_3) >$ limite emissivo	20,97%	2,69%	7,08%	13,98%	2,55%	0,94%	0,94%	2,08%	2,15%
Note:									
1) i dati di emissione sono da ritenersi normalizzati e riferiti a fumi anidri al 11% di O_2 ;									
2) da analisi sulla biomassa il PCI medio è pari a 1.900 kcal/kg;									
3) i valori degli inquinanti sono letti da SME (Sistema Monitoraggio Emissioni) e si riferiscono alle medie orarie.									

Tabella 8. 7 Valori significativi relativi alle emissioni inquinanti per la centrale cogenerativa in provincia di Milano

Attraverso una rappresentazione grafica è possibile valutare più chiaramente la quantità di emissioni dei singoli inquinanti in funzione dell'energia prodotta, confrontandoli con i valori limiti previsti dalla normativa (si considerano per il calcolo i limiti molto stringenti assegnati inizialmente alla centrale).

Il primo grafico (*Figura 8. 2*) rappresenta la variazione della presenza di monossido di carbonio CO nei fumi di scarico: il valore di emissione iniziale per il mese di settembre risulta ampiamente al di sopra del limite, successivamente con l'inizio della stagione invernale scendere a livelli accettabili. La riduzione delle emissioni di CO coincide con l'aumento della produzione di calore per il TLR e si mantiene entro i limiti di legge per tutta la stagione di riscaldamento.

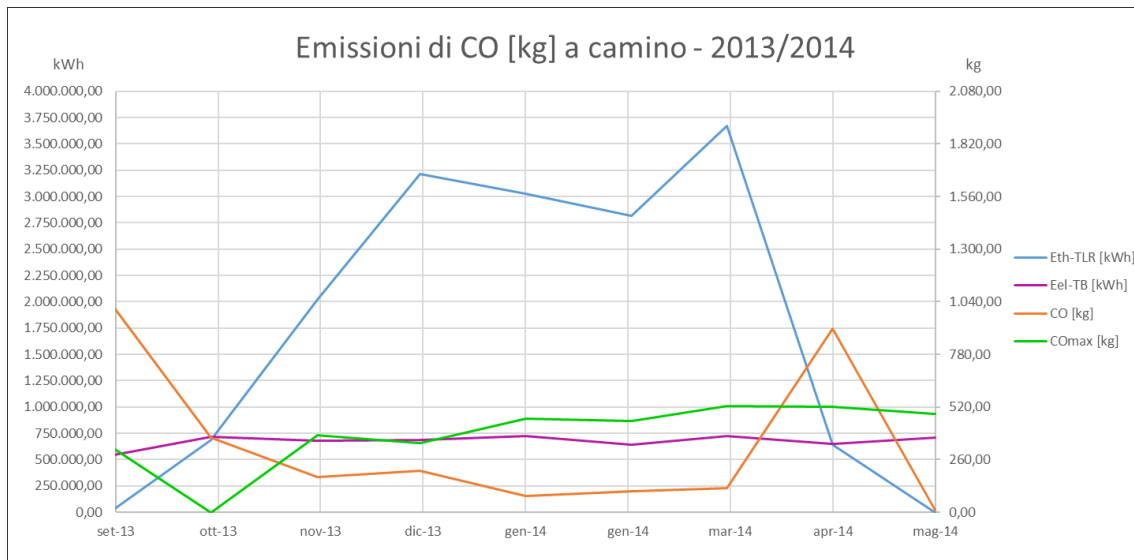


Figura 8. 2 Andamento delle emissioni di CO a camino

Il secondo grafico (*Figura 8. 3*) rappresenta le variazioni nel quantitativo di polveri volatili presenti nei fumi rilasciati in atmosfera. Anche in questo caso al crescere della potenza termica generata in caldaia, i valori di emissione scendono sotto i limiti previsti dalla legge.

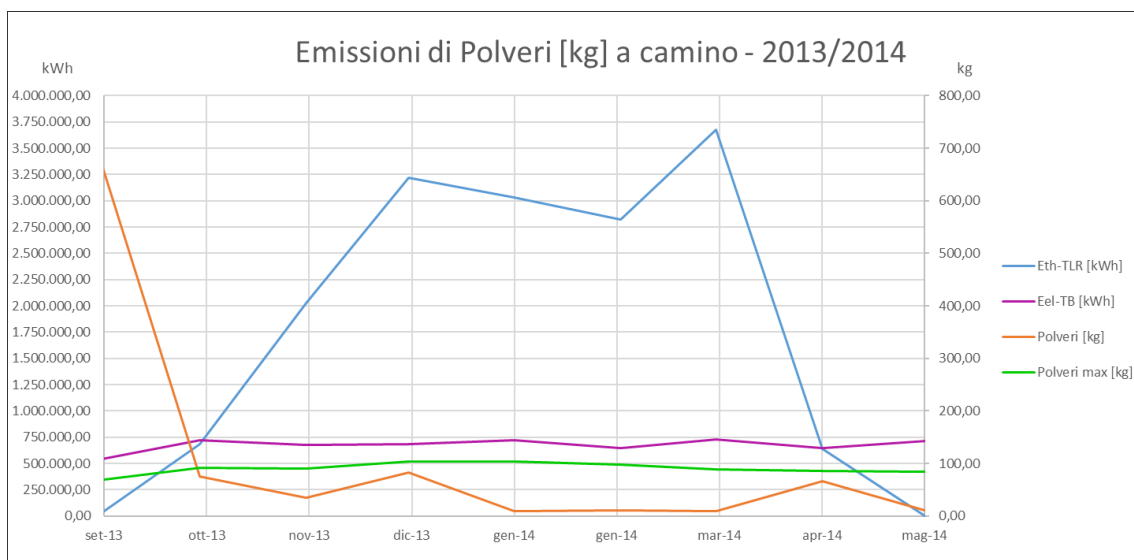


Figura 8. 3 Andamento delle emissioni di Polveri a camino

Il terzo grafico (*Figura 8. 4*) riporta l'ottimo risultato ottenuto nell'abbattimento degli NO_x rilasciati in atmosfera: i valori di emissione per questo composto non superano i limiti definiti

dalla normativa, indipendentemente dalla generazione o meno di energia termica per e utenze del TLR.

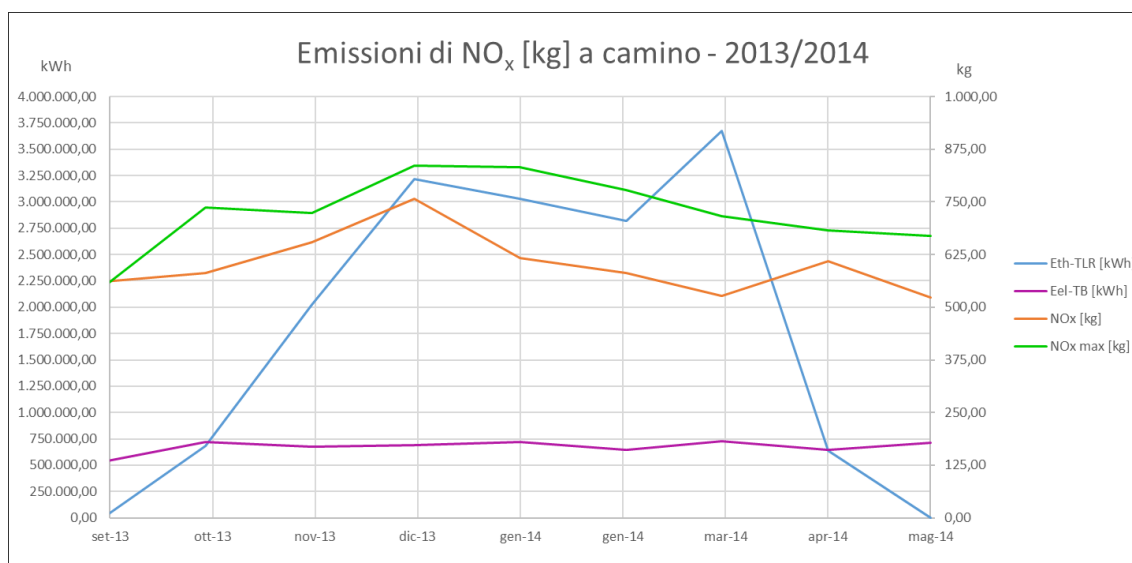


Figura 8. 4 Andamento delle emissioni di NO_x a camino

Si rappresenta infine anche la variazione nel corso dei mesi della quantità di fumi prodotta dalla centrale (Figura 8. 5).

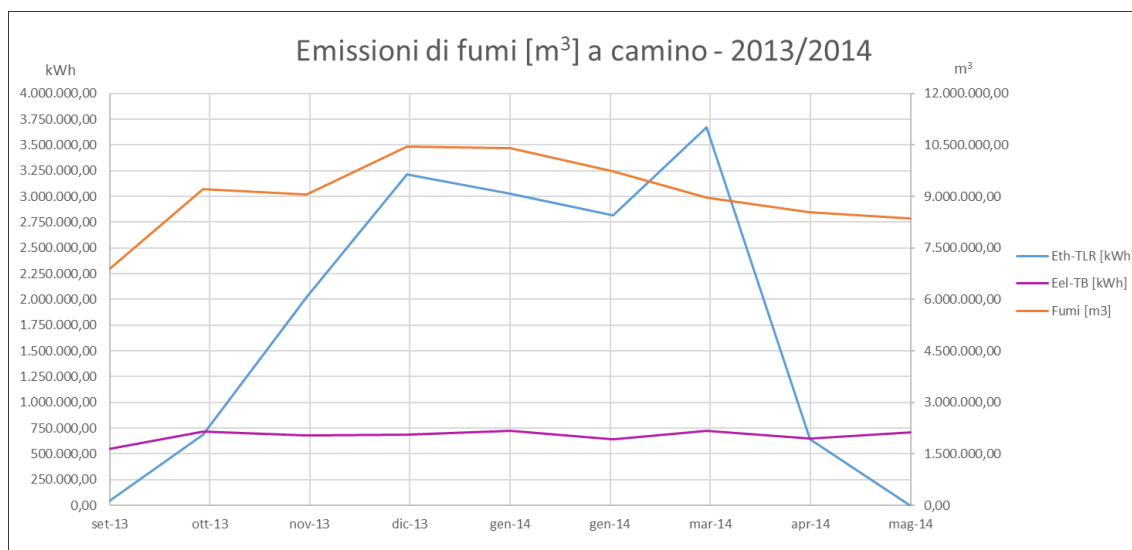


Figura 8. 5 Andamento dei m³ di fumi rilasciati in atmosfera

I valori riportati nei grafici qui descritti si riferiscono alle emissioni medie mensili, misurate nel corso della campagna di misura. Andando a valutare nel dettaglio le emissioni orarie registrate sempre per i mesi compresi tre settembre 2013 e maggio 2014, è possibile valutare in percentuale quanto spesso le emissioni inquinanti superano il limite assegnato per legge alla centrale.

La prima valutazione (Figura 8. 6) si riferisce agli esuberi di emissioni di gas inquinanti (CO, NO_x e NH₃) e polveri in riferimento a tutte le ore di funzionamento dell'impianto divise nei vari

mesi. I problemi maggiori sono legati al rilascio in atmosfera di NO_x e NH_3 soprattutto nel mese di settembre, nel quale non si ha produzione di calore. Questo dimostra che sul totale di fumi a camino, la concentrazione di questi composti è maggiormente presente nei residui della generazione elettrica; all'entrata in servizio della caldaia ad olio diatermico i valori si riequilibrano. Questo grafico, pur fornendo importanti indicazioni sull'efficienza dell'impianto, non è significativo ai fini dei controlli dell'ARPA, che si interessa al monitoraggio delle emissioni solamente in regime di funzionamento a regime, ovvero sopra il limite tecnico del 55% della potenza nominale.

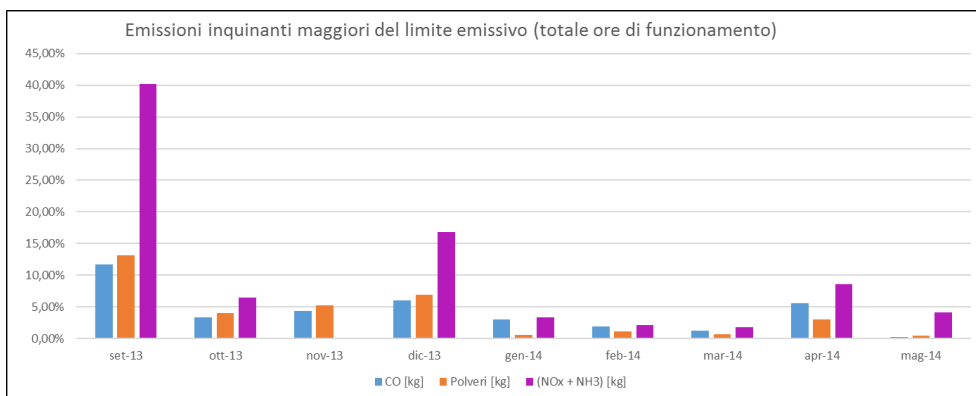


Figura 8. 6 Percentuali di emissioni che superano i valori limite considerando tutte le ore di funzionamento dell'impianto

I valori cui si fa riferimento per assicurare il rispetto dei limiti definita dalla normativa, sono riportati nel seguente grafico (Figura 8. 7). Le emissioni critiche si riconfermano essere strettamente legate ai composti NO_x e NH_3 , che però presentano valori di molto ridimensionati. Si sottolinea che valori così elevati potrebbero essere dovuti anche al funzionamento fortemente discontinuo registrato nel mese di settembre: la centrale ha lavorato sopra il minimo tecnico solamente per il 67,78% delle ore del mese, contro il 94,51% di media per il restante periodo.

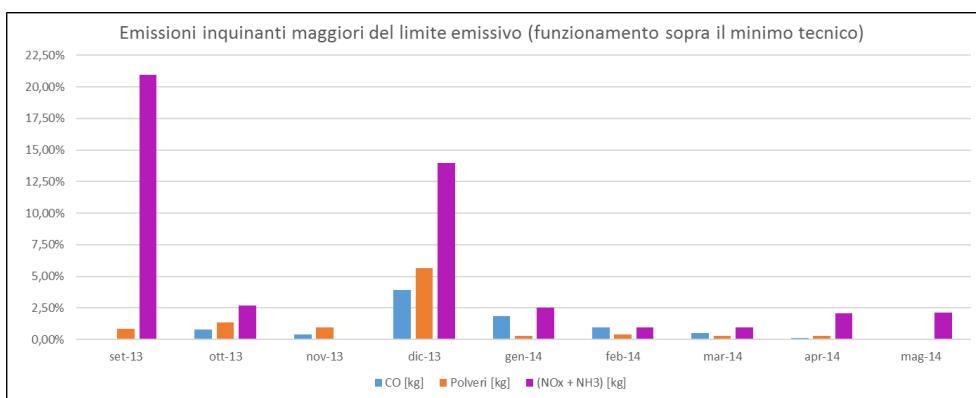


Figura 8. 7 Percentuali di emissioni che superano i valori limite considerando le ore di funzionamento dell'impianto sopra il minimo tecnico

Nel complesso l'impianto presenta valori di emissione d'inquinanti superiori ai limiti di legge del tutto prevedibili, trattandosi di un impianto a biomassa di legno. Nel caso di centrali a cippato

infatti, vista la lenta risposta della caldaia alle variazioni di carico è facile registrare emissioni superiori alla soglia prevista in un intervallo compreso tra l'1% ed il 5%.

Risulta importante ricordare anche che lo studio è stato condotto tenendo in considerazione i limiti molto restrittivi (i primi valori assegnati all'impianto): qualora si volesse ripetere l'analisi sulla base dei nuovi parametri definiti dalla normativa in vigore per la regione Lombardia i risultati sarebbero sicuramente migliori con percentuali di emissioni in eccesso ancora più contenute.

La centrale dimostra di poter funzionare rilasciando nell'ambiente fumi di scarico controllati, soprattutto in condizioni di lavoro stabile a regime: l'obiettivo è quello di rendere sempre più stabile nel corso dell'anno la produzione di energia termica per garantire le migliori condizioni di funzionamento.

Conclusione

L'analisi condotta attraverso questo studio ha permesso di tracciare un quadro delle tecnologie e delle soluzioni impiantistiche generalmente adottate in impianti termici alimentati a biomassa legnosa (cippato), asserviti a reti di teleriscaldamento. La descrizione delle diverse soluzioni è stata integrata attraverso l'analisi di dati reali, relativi al funzionamento di due centrali, che hanno permesso di confermare alcune evidenze già emerse dai dati di bibliografia.

In primo luogo, per lo studio delle condizioni di funzionamento delle due centrali termiche a cippato, situate, rispettivamente, nelle province di Padova e Milano, l'ostacolo principale si è rivelato essere la raccolta dei dati stessi: per sviluppare un'analisi completa delle centrali, è risultato necessario integrare i dati forniti dai gestori con altri derivanti da simulazioni ed ipotesi sul funzionamento e sulla gestione. Le società, private e pubbliche, che si occupano della gestione di queste due strutture da una parte non si sono dimostrate molto disponibili nel fornire i dati necessari allo studio, dall'altra erano sprovviste di un sistema di monitoraggio in continuo e quindi di un archivio storico di parametri significativi sulla quale basare le valutazioni. La mancanza di dati concreti è causa di incertezze nei risultati dello studio stesso.

Nonostante le numerose ipotesi adottate, i risultati ottenuti, riguardanti principalmente l'andamento delle curve di carico termico richieste dalle utenze allacciate alla rete e le risposte delle centrali di generazione alle variazioni, risultano verosimili ed in linea con le aspettative. Molti degli aspetti critici nella gestione di generiche centrali termiche, già evidenziati in letteratura, sono stati riconfermati dallo studio condotto.

Lo sviluppo di nuovi impianti cogenerativi a biomassa ha ricevuto un forte impulso dall'opportunità di beneficiare di cospicui incentivi europei, atti a promuovere lo sfruttamento di fonti rinnovabili, nonché a favorire la diffusione della cogenerazione. Molte società hanno scelto di investire sul settore energetico facendo una valutazione prettamente economica e semplicistica dell'investimento, senza procedere attraverso uno studio accurato delle reali disponibilità ed esigenze del territorio. Questa è sicuramente una delle principali cause che hanno portato al malfunzionamento di molte delle centrali tuttora presenti sul nostro territorio. Lo studio preliminare in molti casi risulta approssimativo ed incompleto; alcuni degli elementi fondamentali che non sempre vengono valutati correttamente sono:

- le risorse di combustibile legnoso disponibili sul territorio e quindi le spese (economiche ed energetiche) di approvvigionamento del cippato;
- la reale curva di domanda data dal numero e dal tipo di utenze servite dalla rete di TLR;
- la notevole richiesta di flessibilità, ovvero di variazione della quantità di calore da fornire all'utenza, in condizioni di normale esercizio;
- la necessità di un tempo di ritorno dell'investimento contenuto e di una successiva autonomia economica dell'impianto anche in mancanza dei benefici legati alla distribuzione di incentivi europei.

Il combustibile legnoso, nella forma di cippato di legno vergine, può risultare una scelta intelligente poiché permette di sfruttare una risorsa energetica rinnovabile, il cui ciclo di vita permette di ridurre le emissioni globali di anidride carbonica in atmosfera. Nella fase di

progettazione di molti impianti, però, viene trascurato lo studio della filiera di approvvigionamento, preparazione e stoccaggio del materiale legnoso, la cui qualità molto spesso risulta inferiore alle aspettative e comporta una riduzione dell'efficienza del processo di combustione nel quale è impiegato. Inefficienza significa aumento delle spese per la produzione energetica in centrale e per la manutenzione degli organi di centrale che tendono a subire maggiore sporcammento.

Un'altra forte di criticità, emersa anche dall'analisi dei casi reali, è la difficoltà di gestione della variabilità di carico, tipica di una curva di domanda di una rete di teleriscaldamento. Gli impianti a cippato di legno sono per loro natura poco flessibili: un funzionamento a carico continuo sarebbe la condizione di esercizio ottimale. L'insieme delle richieste di energia termica delle diverse utenze allacciate alla rete in genere comporta continue variazioni e richiede una modulazione del carico in continuo. Per conciliare le due esigenze è necessaria un'accurata valutazione preliminare, ancora in fase di progettazione della centrale, delle reali esigenze delle utenze ai fini di conoscere il carico termico da supportare e di dimensionare correttamente la caldaia di generazione e l'eventuale sistema d'accumulo. Un serbatoio d'accumulo fornisce certamente un valido contributo all'intero sistema, smorzando i picchi di carico e favorendo un funzionamento più stabile della centrale. Negli impianti studiati, privi di serbatoio d'accumulo, si sono riscontrati gli effetti di una sbagliata valutazione della curva di domanda in fase di dimensionamento: entrambi gli impianti infatti sono stati ampiamente sovrastimati rispetto alle reali esigenze delle reti e sono costretti a lavorare costantemente a carico ridotto, ben al di sotto delle condizioni ottimali di esercizio. Il funzionamento a basso carico comporta riduzione dell'efficienza complessiva del processo, aumento delle emissioni inquinanti e costi elevati per la manutenzione degli organi di centrale.

La cattiva progettazione e successiva gestione delle strutture è alla base di mancati incassi sul piano economico: un impianto funzionante a carico parziale produce e vende meno rispetto ad un impianto che lavora a pieno regime. La mancata fornitura di energia termica comporta riduzione di incassi a fronte di uguali spese di gestione e manutenzione della centrale stessa. Nel bilancio economico i mancati introiti hanno rilevanza minore fin tanto che la società di gestione può beneficiare degli incentivi europei, non sono più trascurabili quando l'impianto deve autosostenersi. Per i casi studiati si è verificato che l'intero sistema, mantenendo l'attuale produzione, in mancanza di incentivi non riesce a coprire le proprie spese e quindi non è più redditizio.

Tutte queste problematiche purtroppo sono molto diffuse e interessano molte delle centrali presenti sul nostro territorio nazionale. Esistono, però, anche numerosi impianti cogenerativi che lavorano in modo ottimale valorizzando il potenziale energetico della biomassa combustibile adottata. Il potenziale delle centrali termiche a cippato di legno è molto elevato, ma occorre una buona progettazione preliminare ed un corretto inserimento sul territorio per riuscire ad ottenere i benefici che questa tecnologia ormai matura è in grado di garantire. Le centrali termiche a biomassa legnosa asservite a reti di TLR possono fornire interessanti opportunità di sfruttamento del verde pubblico e delle biomasse legnose residuali instaurando un circolo virtuoso di gestione del verde pubblico e delle aree boschive. L'energia così valorizzata rientra nei progetti internazionali di sostituzione di combustibile fossile con fonti rinnovabili, che riducano le

emissioni di CO₂ in atmosfera: risulta importante promuovere piani di integrazione oppure di sostituzione di sistemi tradizionali con centrali più efficienti, che prevedono un uso oculato delle risorse energetiche disponibili. Nell'ottica di controllo e riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera, in processi di combustione di cippato di legno, risulta fondamentale studiare l'installazione di efficienti sistemi di abbattimento delle emissioni inquinanti, nello specifico particolato e ceneri volatili: le tecnologie attualmente a disposizione permettono di ottenere livelli di emissione ben al di sotto dei limiti di legge, fissati per la salvaguardia ambientale.

Anche dal punto di vista dell'utente finale, una rete di teleriscaldamento offre numerosi vantaggi, primo fra tutti una semplificazione nella gestione dell'impianto stesso, attraverso la sostituzione della centrale di generazione privata con un'unica centrale di generazione. La gestione centralizzata dell'intera rete alleggerisce gli oneri dell'utenza a cui viene garantita una fornitura in funzione delle specifiche necessità, senza limitare la regolazione in loco del flusso termico richiesto dal singolo utilizzatore. Per la centrale di generazione centralizzata, il personale qualificato chiamato a monitorare il funzionamento del sistema garantisce elevato grado di sicurezza e tempestività di intervento in caso di guasti o blocchi caldaia.

L'installazione di nuovi impianti a cippato asserviti a reti di teleriscaldamento in area urbana comporta indubbiamente numerosi benefici per il territorio e la popolazione locale. I vantaggi evidenziati sono però strettamente collegati ad un corretto dimensionamento della centrale e della rete di TLR, in primo luogo, e ad una gestione attenta alle esigenze dell'utenza, successivamente. Dall'analisi condotta è emersa l'importanza di procedere in modo preciso e dettagliato durante la fase di progettazione preliminare: la gestione di un sistema realizzato con attenzione risulta facile e meno dispendiosa. Lo studio di fattibilità, in tutte le sue fasi, permette infatti di valutare ogni aspetto significativo dell'impianto e di evitare interventi di aggiustamento e modifica dalla centrale successivi alla messa in servizio per migliorarne la resa economica ed energetica. Solamente impianti che sfruttano a pieno le proprie potenzialità possono essere considerati un ottimo investimento.

Bibliografia

- «Adoption of the Paris Agreement», 12 dicembre 2015. <http://www.internazionale.it/notizie/2015/12/13/cosa-prevede-l-accordo-sul-clima-approvato-dalla-conferenza-dell-onu-a-parigi>.
- AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali. «Andamento del costo dell'energia primaria (2000-2014)», s.d. <http://www.pellets.it/sito/legna-cippato-e-pellet-quando-e-quanto-conviene/>.
- AIRU. «Riscaldamento urbano - Annuario 2015», 2015. <http://www.airu.it/annuario-2015/>.
- AIRU-LEGAMBIENTE. «Il teleriscaldamento in Italia. Stato attuale e potenzialità di sviluppo. Scenario dei benefici energetici ed ambientali», 2012. <http://www.airu.it/>.
- . «Teleriscaldamento. Il rapporto», s.d. <http://www.airu.it/tag/teleriscaldamento/>.
- Autore, Anna, e GME - Gestore Mercati Energetici. «L'andamento del valore dei titoli». 10 aprile 2014. <http://www.fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2015/04/sessione-I-autore.pdf>.
- Baldin, Alberto. «Riqualificazione energetica di un quartiere del comune di Padova: analisi tecnica e considerazioni sociali». Università degli Studi di Padova, 2016.
- Berra, Piergiorgio, Luigi De Paoli, e Giuseppe Zingales. *Economia delle fonti di energia*. Febbraio 1997. CLEUP Editrice, s.d.
- Caminiti, Natale Massimo, Alfredo Fontanella, Luigi Moccia, Maria Giovanna Landi, e Ilaria Leoni. *Elementi di linee guida per la promozione dei sistemi di teleriscaldamento*. Marzo 2001. ENEA - Progetto Reti Energetiche Urbane, Regione Lombardia, s.d.
- Ceccotti, Ario, e Raffaele Spinelli. *Foresta - Legno - Energia. Sviluppo della filiera foresta-legno-energia attraverso il rafforzamento dell'associazionismo forestale. Linee guida per lo sviluppo di un modello di utilizzo del cippato forestale a fini energetici*. Fondo F.E.A.O.G. sez. orientamento, Programma Leader Plus, s.d.
- Cocco, Daniele, Chiara Palomba, e Pierpaolo Puddu. «Capitolo 5. L'energia delle biomasse». In *Tecnologie delle energie rinnovabili*, 215–61. SGEeditoriali, s.d.
- Commissione tecnica biomasse Enama. «Capitolo 2. Disponibilità delle biomasse». In *Parte I. Biomasse ed energia*, 144, 2011.
- Convenzione sui cambiamenti climatici, a c. di. «Il Protocollo di Kyoto», 1997. <https://www.reteclima.it/protocollo-di-kyoto/>.
- Costanzo, Michele. «COP21, cosa è stato deciso nella conferenza sul clima di Parigi», 13 dicembre 2015. <http://www.ecologiae.com/cop21-cosa-deciso-conferenza-clima-parigi/74653/>.
- De Nardo, Luigi. «I materiali a cambiamento di fase PCM (Phase Change Materials)». s.d. http://www.comieco.org/allegati/2013/9/de-nardo---pcm_129347.pdf.
- Deckert, Marco, Rainer Scholz, Samir Binder, e Andreas Hornung. «Economic efficiency of mobile latent heat storages». ScienceDirect, 2013.
- «Decreto Legislativo n. 152; Parte III. Valori di emissione per specifiche tipologie di impianti.», 2006.
- Disconzi, Fabio. «Potenziale delle fonti rinnovabili, efficienza energetica locale». 2015.
- FIRE (Federazione Italiana per l'Uso razionale dell'Energia). «I sistemi di accumulo termico», s.d. <http://www.fire-italia.org/sistemi-di-accumulo/>.
- Francescato, Valter, Eliseo Antonini, e Luca Zuccoli Bergomi. *Manuale pratico. Legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi, compravendita*. Marzo 2009. AIEL - Associazione Italiana Energie Agroforestali, s.d.

- G. V. Fracastoro, A. M. Barbero, e F. Baccon. «Requisiti tecnici per impianti a cippato superiori a 350 kW». Politecnico di Torino, s.d.
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE). «Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento», dicembre 2015. <http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/Studi/Pagine/default.aspx>.
- GME - Gestore Mercati Energetici. «Results of the Environmental Markets», s.d. <http://www.mercatoelettrico.org/En/Default.aspx>.
- GSE - Gestore Servizi Energetici. «Certificati Bianchi», s.d. <http://www.gse.it/it/CertificatiBianchi/Pages/default.aspx>.
- . «Tariffa onnicomprensiva», s.d. <http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Tariffa%20omnicomprensiva/Pages/default.aspx>.
- Guida informatica sulle caldaie. «Caldaie a biomassa», s.d. <http://www.caldaie.name/caldaie-a-biomassa.php>.
- Il Meteo. «Archivio Meteo Milano - Che tempo faceva a Milano nel Febbraio 2012», s.d. <http://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/Milano/2012/Febraio>.
- . «Archivio Meteo Milano - Che tempo faceva a Milano nel Febbraio 2014», s.d. <http://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/Milano/2014/Febraio>.
- . «Archivio Meteo Venezia - Che tempo faceva a Venezia nel Febbraio 2016», s.d. <http://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/Venezia/2016/Febraio>.
- Il Ministero dello Sviluppo Economico. «Decreto Ministeriale, 5 settembre 2011 Cogenerazione ad Alto Rendimento», settembre 2011.
- . «Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)», gennaio 2012.
- Internazionale. «La conferenza internazionale sul clima di Parigi», 13 dicembre 2015. <http://www.internazionale.it/notizie/2015/12/13/cosa-prevede-l-accordo-sul-clima-approvato-dalla-conferenza-dell-onu-a-parigi>.
- ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale). «Politiche sul clima e scenari emissivi», s.d. <http://www.isprambiente.gov.it/it/temi/cambiamenti-climatici/politiche-sul-clima-e-scenari-emissivi>.
- ISTAT. «Emissioni di gas serra», s.d. http://noi-italia2015.istat.it/index.php?id=7&L=0&user_100ind_pi1%5Bid_pagina%5D=18&cHash=I42bc3d7df6638f452fa763d79debdb6.
- La Therm. «Mobile Latent Heat Technology». gennaio 2015.
- Lazzarin, R., M. Noro, e F. Busato. «Studio di sistemi di accumulo a cambiamento di fase nel solar cooling». ENEA, 2011. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/climatizzazione-rinnovabili/rds-256.pdf.
- Mazza, Mariagrazia, Marcello Antinucci, e Mauro Brolis. *Teleriscaldamento. Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico*. 2004^o ed. Campagna di informazione, comunicazione ed educazione a sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio e dell'uso efficiente dell'energia, s.d.
- Musacci, Andrea. «Termodistruzione di rifiuti con recupero energetico». Università degli studi di Padova, novembre 2013.
- nextville - Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica. «Energia elettrica e calore dal gas naturale e dal biogas», s.d. http://www.nextville.it/Tecnologie/584/Microturbine_a_gas.
- Polo Tecnologico per l'Energia srl. «Schemi semplificati con o senza serbatoi d'accumulo», s.d.

- Regione Lombardia. «Decreto Legislativo D.g.r. 6 agosto 2012 - Criteri per l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione dell'energia collocati sul territorio regionale», 2012.
- «Schema di impianto con accumulo sul circuito primario», s.d.
http://www.red365.it/images/disegni/sc_idraul_4.png.
- «Schema di impianto con accumulo sul circuito secondario», s.d.
<http://www.kalkotronic.com/wp-content/uploads/2014/09/Schema-impianto-centrale-Kalko-Tronic600.jpg>.
- «Schema d'impianto termico con accumulo», s.d. <http://www.cvbeltrame.it/wp-content/uploads/2013/07/Schema.jpg>.
- Stoppato, Anna. «Cogenerazione». 2015.
- Verda, Vittorio. «Sistemi di accumulo termico ad alta densità energetica per impianti di teleriscaldamento». maggio 2012.
http://www.fiper.it/fileadmin/user_upload/news/energethica2012/verda.pdf.

Appendice A

	Centrale termica a cippato a servizio della rete di TLR (utenze domestiche)			Produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati	Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale	Industria lattiero-casearia	Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale	Lavorazione granaglie e produzione amidi	Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale
	P _{th-media} [kW]	P _{th-taglia} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}
01-feb-14	4.299,00	8.000,00	53,74%	252,75	56,90%	145,00	55,55%	424,88	59,05%
02-feb-14	4.363,50		54,54%	252,75	57,70%	145,00	56,36%	424,88	59,85%
03-feb-14	4.025,70		50,32%	252,75	53,48%	145,00	52,13%	424,88	55,63%
04-feb-14	4.168,50		52,11%	252,75	55,27%	145,00	53,92%	424,88	57,42%
05-feb-14	4.166,80		52,09%	252,75	55,24%	145,00	53,90%	424,88	57,40%
06-feb-14	3.877,20		48,47%	252,75	51,62%	145,00	50,28%	424,88	53,78%
07-feb-14	3.970,00		49,63%	252,75	52,78%	145,00	51,44%	424,88	54,94%
08-feb-14	4.258,00		53,23%	252,75	56,38%	145,00	55,04%	424,88	58,54%
09-feb-14	3.992,10		49,90%	252,75	53,06%	145,00	51,71%	424,88	55,21%
10-feb-14	4.490,40		56,13%	252,75	59,29%	145,00	57,94%	424,88	61,44%
11-feb-14	4.143,30		51,79%	252,75	54,95%	145,00	53,60%	424,88	57,10%
12-feb-14	3.768,10		47,10%	252,75	50,26%	145,00	48,91%	424,88	52,41%
13-feb-14	4.201,10		52,51%	252,75	55,67%	145,00	54,33%	424,88	57,82%
14-feb-14	3.976,10		49,70%	252,75	52,86%	145,00	51,51%	424,88	55,01%
15-feb-14	3.934,20		49,18%	252,75	52,34%	145,00	50,99%	424,88	54,49%
16-feb-14	3.957,90		49,47%	252,75	52,63%	145,00	51,29%	424,88	54,78%
17-feb-14	3.641,60		45,52%	252,75	48,68%	145,00	47,33%	424,88	50,83%
18-feb-14	3.461,90		43,27%	252,75	46,43%	145,00	45,09%	424,88	48,58%
19-feb-14	3.612,50		45,16%	252,75	48,32%	145,00	46,97%	424,88	50,47%
20-feb-14	3.595,40		44,94%	252,75	48,10%	145,00	46,76%	424,88	50,25%
21-feb-14	3.311,00		41,39%	252,75	44,55%	145,00	43,20%	424,88	46,70%
22-feb-14	3.275,90		40,95%	252,75	44,11%	145,00	42,76%	424,88	46,26%
23-feb-14	3.289,30		41,12%	252,75	44,28%	145,00	42,93%	424,88	46,43%
24-feb-14	3.242,20		40,53%	252,75	43,69%	145,00	42,34%	424,88	45,84%
25-feb-14	3.376,00		42,20%	252,75	45,36%	145,00	44,01%	424,88	47,51%

Tabella A. 1 Potenza termica media calcolata in seguito all'aggiunta di una nuova utenza industriale alla rete di TLR situata nella provincia di Milano (prima parte)

	Centrale termica a cippato a servizio della rete di TLR (utenze domestiche)			Siderurgia e produzione di tubi profilati ecc.	Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale	Fabbricazione di pasta, carta, cartone, articoli di carta e stampe	Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale	Tessili, altre industrie tessili, confezione e fabbricazione di articoli di abbigliamento	Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale
	P _{th-media} [kW]	P _{th-taglia} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}
01-feb-14	4.299,00	8.000,00	53,74%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
02-feb-14	4.363,50		54,54%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
03-feb-14	4.025,70		50,32%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
04-feb-14	4.168,50		52,11%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
05-feb-14	4.166,80		52,09%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
06-feb-14	3.877,20		48,47%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
07-feb-14	3.970,00		49,63%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
08-feb-14	4.258,00		53,23%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
09-feb-14	3.992,10		49,90%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
10-feb-14	4.490,40		56,13%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
11-feb-14	4.143,30		51,79%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
12-feb-14	3.768,10		47,10%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
13-feb-14	4.201,10		52,51%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
14-feb-14	3.976,10		49,70%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
15-feb-14	3.934,20		49,18%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
16-feb-14	3.957,90		49,47%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
17-feb-14	3.641,60		45,52%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
18-feb-14	3.461,90		43,27%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
19-feb-14	3.612,50		45,16%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
20-feb-14	3.595,40		44,94%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
21-feb-14	3.311,00		41,39%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
22-feb-14	3.275,90		40,95%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
23-feb-14	3.289,30		41,12%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
24-feb-14	3.242,20		40,53%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%
25-feb-14	3.376,00		42,20%	180,38	4,07%	2.222,25	29,59%	35,25	2,25%

Tabella A. 2 Potenza termica media calcolata in seguito all'aggiunta di una nuova utenza industriale alla rete di TLR situata nella provincia di Milano (seconda parte)

	Centrale termica a cippato a servizio della rete di TLR (utenze domestiche e civili)		Produzione chimica di base, fertilizzanti e composti azotati		Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale		Industria lattiero-casearia		Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale		Lavorazione granaglie e produzione amidi		Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale	
	P _{th-media} [kW]	P _{th-taglia} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media}
01-feb-16	368,55	700,00	52,65%	252,75	88,76%	145,00	73,36%	424,88	113,35%					
02-feb-16	344,15		49,16%	252,75	85,27%	145,00	69,88%	424,88	109,86%					
03-feb-16	344,98		49,28%	252,75	85,39%	145,00	70,00%	424,88	109,98%					
04-feb-16	353,26		50,47%	252,75	86,57%	145,00	71,18%	424,88	111,16%					
05-feb-16	364,24		52,03%	252,75	88,14%	145,00	72,75%	424,88	112,73%					
06-feb-16	347,72		49,67%	252,75	85,78%	145,00	70,39%	424,88	110,37%					
07-feb-16	331,67		47,38%	252,75	83,49%	145,00	68,10%	424,88	108,08%					
08-feb-16	358,47		51,21%	252,75	87,32%	145,00	71,92%	424,88	111,91%					
09-feb-16	339,72		48,53%	252,75	84,64%	145,00	69,25%	424,88	109,23%					
10-feb-16	343,46		49,07%	252,75	85,17%	145,00	69,78%	424,88	109,76%					
11-feb-16	364,72		52,10%	252,75	88,21%	145,00	72,82%	424,88	112,80%					
12-feb-16	357,10		51,01%	252,75	87,12%	145,00	71,73%	424,88	111,71%					
13-feb-16	377,16		53,88%	252,75	89,99%	145,00	74,59%	424,88	114,58%					
14-feb-16	338,35		48,34%	252,75	84,44%	145,00	69,05%	424,88	109,03%					
15-feb-16	366,44		52,35%	252,75	88,46%	145,00	73,06%	424,88	113,04%					
16-feb-16	363,25		51,89%	252,75	88,00%	145,00	72,61%	424,88	112,59%					
17-feb-16	377,00		53,86%	252,75	89,96%	145,00	74,57%	424,88	114,55%					
18-feb-16	342,77		48,97%	252,75	85,07%	145,00	69,68%	424,88	109,66%					
19-feb-16	339,28		48,47%	252,75	84,58%	145,00	69,18%	424,88	109,17%					
20-feb-16	336,00		48,00%	252,75	84,11%	145,00	68,71%	424,88	108,70%					
21-feb-16	366,44		52,35%	252,75	88,46%	145,00	73,06%	424,88	113,04%					
22-feb-16	331,65		47,38%	252,75	83,49%	145,00	68,09%	424,88	108,08%					
23-feb-16	294,34		42,05%	252,75	78,16%	145,00	62,76%	424,88	102,74%					
24-feb-16	307,22		43,89%	252,75	80,00%	145,00	64,60%	424,88	104,59%					
25-feb-16	331,51		47,36%	252,75	83,47%	145,00	68,07%	424,88	108,06%					
26-feb-16	375,98		53,71%	252,75	89,82%	145,00	74,43%	424,88	114,41%					
27-feb-16	360,79		51,54%	252,75	87,65%	145,00	72,26%	424,88	112,24%					
28-feb-16	318,96		45,57%	252,75	81,67%	145,00	66,28%	424,88	106,26%					
29-feb-16	301,37		43,05%	252,75	79,16%	145,00	63,77%	424,88	103,75%					

Tabella A. 3 Potenza termica media calcolata in seguito all'aggiunta di una nuova utenza industriale alla rete di TLR situata nella provincia di Padova (prima parte)

	Centrale termica a cippato a servizio della rete di TLR (utenze domestiche e civili)		Siderurgia e produzione di tubi profilati ecc.		Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale		Fabbricazione di pasta-carro, carta, cartone, articoli di carta e stampa		Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale		Tessili, altre industrie tessili, confezione e fabbricazione di articoli di abbigliamento		Rete TLR (utenze domestiche e civili) + utenza industriale	
	P _{th-media} [kW]	P _{th-taglia} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	P _{th-media} [kW]	P _{th-media}	
01-feb-16	368,55	700,00	52,65%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
02-feb-16	344,15		49,16%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
03-feb-16	344,98		49,28%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
04-feb-16	353,26		50,47%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
05-feb-16	364,24		52,03%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
06-feb-16	347,72		49,67%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
07-feb-16	331,67		47,38%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
08-feb-16	358,47		51,21%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
09-feb-16	339,72		48,53%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
10-feb-16	343,46		49,07%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
11-feb-16	364,72		52,10%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
12-feb-16	357,10		51,01%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
13-feb-16	377,16		53,88%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
14-feb-16	338,35		48,34%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
15-feb-16	366,44		52,35%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
16-feb-16	363,25		51,89%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
17-feb-16	377,00		53,86%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
18-feb-16	342,77		48,97%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
19-feb-16	339,28		48,47%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
20-feb-16	336,00		48,00%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
21-feb-16	366,44		52,35%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
22-feb-16	331,65		47,38%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
23-feb-16	294,34		42,05%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
24-feb-16	307,22		43,89%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
25-feb-16	331,51		47,36%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
26-feb-16	375,98		53,71%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
27-feb-16	360,79		51,54%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
28-feb-16	318,96		45,57%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					
29-feb-16	301,37		43,05%	180,38	46,48%	2.222,25	338,18%	35,25	25,75%					

Tabella A. 4 Potenza termica media calcolata in seguito all'aggiunta di una nuova utenza industriale alla rete di TLR situata nella provincia di Padova (seconda parte)

Appendice B

DESCRIZIONE	U.M.	Q.tà	COSTO MATERIALI			MANODOPERA (Stimata da Tempiari con ore virtuali)					VENDITA			
			Costo fornitura unitaria	sc.	Tot. Euro	€/h	progetto	officina	cantierre	Tot. Euro	sovrapp. %	Mat. Euro	Materiale + Mano d'Opera	
Principali apparecchiature														
Accumulo	n°	1	€ 110.000,00	0,00%	€ 110.000,00	32				0	€ -	1	€ 110.000,00	€ 110.000,00
Adduttore (l/m3/h)	n°	1	€ 3.000,00	0,00%	€ 3.000,00	32				16,7	€ 534,40	1	€ 3.000,00	€ 3.534,40
Totale apparecchiature principali														
			€ 113.000,00		€ 113.000,00		0,0	0,0		16,7	€ 534,40		€ 113.000,00	€ 113.534,40
Componentistica di linea														
Valvole	n°	40	€ 150,00		€ 6.000,00	32				2,1	€ 2.688,00	1	€ 6.000,00	€ 8.688,00
PSV	n°	1	€ 800,00		€ 800,00	32				2,1	€ 67,20	1	€ 800,00	€ 867,20
Valvola Automatica 3-vie	n°	1	€ 4.500,00		€ 4.500,00	32				2,1	€ 67,20	1	€ 4.500,00	€ 4.567,20
Valvola ON/OFF Scarico accumul	n°	1	€ 1.500,00		€ 1.500,00	32				2,1	€ 67,20	1	€ 1.500,00	€ 1.567,20
Valvole ON/OFF Scarico/scarico IA	n°	2	€ 800,00		€ 1.600,00	32				2,1	€ 134,40	1	€ 1.600,00	€ 1.734,40
Totale componentistica di linea														
			€ 7.750,00		€ 14.400,00		0,0	0,0		10,5	€ 3.024,00		€ 14.400,00	€ 17.424,00
Materiale Meccanico														
Tubazione A.C. DN150 (19,2 kg/l)	kg	768	€ 7,00		€ 5.376,00	32				0	€ -	1	€ 5.376,00	€ 5.376,00
Tubazione A.C. DN100 (12,9 kg/l)	kg	258	€ 7,00		€ 1.806,00	32				0	€ -	1	€ 1.806,00	€ 1.806,00
Tubazione A.C. DN65 (8,62 kg/m)	kg	345	€ 7,00		€ 2.413,50	32				0	€ -	1	€ 2.413,50	€ 2.413,50
Tubazione A.C. DN25 (2,50 kg/m)	kg	125	€ 7,00		€ 875,00	32				0	€ -	1	€ 875,00	€ 875,00
Tubazione A.C. DN15 (1,27 kg/m)	kg	63,5	€ 7,00		€ 444,50	32				0	€ -	1	€ 444,50	€ 444,50
Supportazione Primaria	kg	600	€ 6,00		€ 3.600,00	32				0	€ -	1	€ 3.600,00	€ 3.600,00
Supportazione Secondaria	kg	600	€ 6,00		€ 3.600,00	32				0	€ -	1	€ 3.600,00	€ 3.600,00
Coibentazioni DN150	m	40	€ 53,00		€ 2.120,00	32				0	€ -	1	€ 2.120,00	€ 2.120,00
Coibentazioni DN100	m	20	€ 37,00		€ 740,00	32				0	€ -	1	€ 740,00	€ 740,00
Coibentazioni DN65	m	80	€ 31,20		€ 2.496,00	32				0	€ -	1	€ 2.496,00	€ 2.496,00
Verniciature	m2	0	€ -		€ -						€ -	1	€ -	€ -
Totale materiale meccanico														
			€ 168,20		€ 23.471,10		0,0	0,0		0,0	€ -		€ 23.471,10	€ 23.471,10
Materiale Elettrico														
	n°	0	€ -		€ -	32				0	€ -	1	€ -	€ -
Totale materiale elettrico														
			€ -		€ -		0,0	0,0		0,0	€ -		€ -	€ -
Strumentazione e DCS														
Gruppi manometro locale	n°	7	€ 105,00		€ 735,00	32				10,5	€ 336,00	1	€ 735,00	€ 1.071,00
Gruppi termometro locale	n°	4	€ 115,00		€ 460,00	32				6	€ 192,00	1	€ 460,00	€ 652,00
Gruppi trasmettitori di pressione	n°	3	€ 180,00		€ 540,00	32				4,5	€ 144,00	1	€ 540,00	€ 684,00
Gruppi trasmettitori di temperatura	n°	4	€ 115,00		€ 460,00	32				6	€ 192,00	1	€ 460,00	€ 652,00
Indicatore di livello	n°	0	€ 1.500,00		€ -	32				0	€ -	1	€ -	€ -
Livellostato	n°	1	€ 110,00		€ 110,00	32				1,5	€ 48,00	1	€ 110,00	€ 158,00
Trasmettitore di livello	n°	1	€ 450,00		€ 450,00	32				1,5	€ 48,00	1	€ 450,00	€ 498,00
Misuratore magnetico	n°	1	€ 1.500,00		€ 1.500,00	32				4	€ 128,00	1	€ 1.500,00	€ 1.628,00
Gruppi di pressione differenziale	n°	0	€ 500,00		€ -	32				0	€ -	1	€ -	€ -
Gruppi Pressostati	n°	0	€ 110,00		€ -	32				0	€ -	1	€ -	€ -
Gruppi Termostati	n°	0	€ 110,00		€ -	32				0	€ -	1	€ -	€ -
Scheda DCS (AI)	n°	0	€ -		€ -	32				0	€ -	1	€ -	€ -
Scheda DCS (AO)	n°	0	€ -		€ -	32				0	€ -	1	€ -	€ -
Totale strumentazione e DCS														
			€ 4.795,00		€ 4.255,00		0,0	0,0		34,0	€ 1.088,00		€ 4.255,00	€ 5.343,00

Tabella B. 1 Foglio di calcolo per la valutazione approssimativa delle spese per il miglioramento della centrale termica in provincia di Padova (prima parte)

DESCRIZIONE	U.M.	Q.tà	COSTO MATERIALI			MANODOPERA (Stimata da Tempiari con ore virtuali)						VENDITA	
			Costo fornitura unitaria	sc.	Tot. Euro	€/h	progetto	officina	cantiere	Tot. Euro	sovrap. %	Mat. Euro	Materiale+ Mano d'Opera
Ingegneria Meccanica, Elettrica, Automazione													
Ore di ingegneria meccanica di base	n°	120	€ 30,00		€ 3.600,00	24			0	€ -	1	€ 3.600,00	€ 3.600,00
Ore di ingegneria meccanica di dettaglio	n°	0	€ 35,00		€ -	24			0	€ -	1	€ -	€ -
Ore di ingegneria di processo	n°	200	€ 35,00		€ 7.000,00	24			0	€ -	1	€ 7.000,00	€ 7.000,00
Ore di ingegneria elettrica di base	n°	120	€ 30,00		€ 3.600,00	24			0	€ -	1	€ 3.600,00	€ 3.600,00
Ore di ingegneria elettrica di dettaglio	n°	0	€ 35,00		€ -	24			0	€ -	1	€ -	€ -
Ore di ingegneria automazione	n°	80	€ 35,00		€ 2.800,00	24			0	€ -	1	€ 2.800,00	€ 2.800,00
Interfaccia opere civili	n°	80	€ 30,00		€ 2.400,00	24			0	€ -	1	€ 2.400,00	€ 2.400,00
Manualistica	n°	40	€ 30,00		€ 1.200,00	24			0	€ -	1	€ 1.200,00	€ 1.200,00
Pratica PED e Diretiva Macchine	corpo	1	€ 4.000,00		€ 4.000,00	24			0	€ -	1	€ 4.000,00	€ 4.000,00
Totale Ingegneria			€ 4.260,00		€ 24.600,00				0,0	€ -	0,0	€ 24.600,00	€ 24.600,00
Attività di cantiere													
Ore di ingegneria meccanica di dettaglio	n°	0	€ 50,00		€ -	24			0	€ -	1	€ -	€ -
Ore di ingegneria elettrica di dettaglio	n°	0	€ 50,00		€ -	24			0	€ -	1	€ -	€ -
Ore di ingegneria automazione	n°	80	€ 50,00		€ 4.000,00	24			0	€ -	1	€ 4.000,00	€ 4.000,00
Interfaccia opere civili	n°	80	€ 50,00		€ 4.000,00	24			0	€ -	1	€ 4.000,00	€ 4.000,00
Cablaggi automazione	p.ti	0	€ 210,00		€ -	24			0	€ -	1	€ -	€ -
Cablaggi elettrici	p.ti	0	€ 50,00		€ -	24			0	€ -	1	€ -	€ -
Collaudi	n°	40	€ 50,00		€ 2.000,00	24			0	€ -	1	€ 2.000,00	€ 2.000,00
Commissioning	n°	40	€ 50,00		€ 2.000,00	24			0	€ -	1	€ 2.000,00	€ 2.000,00
CND	n°	0	€ -		€ -	24			0	€ -	1	€ -	€ -
Totale attività di cantiere			€ 510,00		€ 12.000,00				0,0	€ -	0,0	€ 12.000,00	€ 12.000,00
Noli													
Piattaforme	corpo	1,5	€ 2.000,00		€ 3.000,00				0	€ -	1	€ 3.000,00	€ 3.000,00
Container	corpo	2	€ 2.500,00		€ 5.000,00				0	€ -	1	€ 5.000,00	€ 5.000,00
Muletto	corpo	1,5	€ 2.500,00		€ 3.750,00				0	€ -	1	€ 3.750,00	€ 3.750,00
Autogrù varie	corpo	0	€ 2.500,00		€ -				0	€ -	1	€ -	€ -
Totale noli			€ 9.500,00		€ 11.750,00				0,0	€ -	0,0	€ 11.750,00	€ 11.750,00
Oneri													
Sicurezza	corpo	0	€ -		€ -				0	€ -	1	€ -	€ -
Struttura	corpo	0	€ -		€ -				0	€ -	1	€ -	€ -
Viaggi	corpo	4	€ 1.000,00		€ 4.000,00				0	€ -	1	€ 4.000,00	€ 4.000,00
Trasporti	corpo	4	€ 2.300,00		€ 9.200,00				0	€ -	1	€ 9.200,00	€ 9.200,00
Totale oneri			€ 3.300,00		€ 13.200,00				0,0	€ -	0,0	€ 13.200,00	€ 13.200,00
TOTALE DI SISTEMA			€ 143.283,20		€ 216.676,10				0,0	€ 4.646,40	61,2	€ 216.676,10	€ 221.322,50

Tabella B. 2 Foglio di calcolo per la valutazione approssimativa delle spese per il miglioramento della centrale termica in provincia di Padova (seconda parte)