

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica



**Studio di fattibilità della conversione in funzionamento
cogenerativo del termovalorizzatore Silea di Valmadrera (LC)
con realizzazione di una rete di teleriscaldamento.**

Relatore: Prof. Stefano Campanari

Co-relatore: Prof. Giampaolo Manzolini
Prof. Paolo Silva

Tesi di Laurea di:

Cavagnari Valentina
Verderio Omar

Matr. 721122
Matr. 721179

Anno Accademico 2009 – 2010

Ringraziamenti

Indice generale

Ringraziamenti	I
Indice generale	III
Sommario	VII
Abstract	VIII
Introduzione	IX
1 Dal rifiuto alla sua termoutilizzazione	1
1.1 Premessa	1
1.2 Gestione dei rifiuti urbani (RU)	2
1.2.1 Prevenzione: minimizzazione del rifiuto e riuso	3
1.2.2 Recupero del materiale: riciclaggio e compostaggio	4
1.2.3 Recupero energetico	5
1.2.4 Stoccaggio nelle discariche	8
1.2.5 Potenzialità energetica del rifiuto urbano	9
1.3 Dati sulla produzione e la gestione dei rifiuti urbani	10
1.4 Situazione attuale sulla termoutilizzazione	16
1.4.1 Il percorso dei rifiuti	22
1.4.2 Il percorso dei gas combustibili	23
1.4.3 Il percorso del fluido di potenza	28
1.4.4 Punti a sfavore degli impianti di termovalorizzazione	29
2 Il teleriscaldamento (TLR) e la cogenerazione	33
2.1 Premessa	33
2.2 Pro e contro del teleriscaldamento urbano	35
2.2.1 La rete di distribuzione	37
2.3 Componenti impiantistici per la rete TLR	42
2.3.1 Giunti	42
2.3.2 Scambiatori di calore	43
2.3.3 Stazioni di pompaggio	44
2.3.4 Vaso d'espansione	45

2.3.5	Sistemi di protezione	46
2.4	Statistiche sul teleriscaldamento e la cogenerazione	47
2.4.1	Scenario europeo	47
2.4.2	Scenario italiano	50
3	Scenario normativo e indici di risparmio energetico	57
3.1	Sistemi di finanziamento statali a vantaggio delle imprese.....	57
3.1.1	I certificati verdi	58
3.1.2	I certificati bianchi.....	61
3.1.3	I certificati grigi e i CIP-6/92	63
3.2	La cogenerazione e gli indici di risparmio energetico.....	64
3.3	Scenario normativo attuale	68
3.4	Cogenerazione ad alto rendimento	70
4	Termovalorizzatore di Silea: condizioni di funzionamento attuali	73
4.1	Inquadramento generale	73
4.2	Descrizione generale dell'impianto	76
4.2.1	Percorso dei rifiuti e sue caratteristiche	77
4.2.2	Percorso dei gas combustibili ed emissioni dell'impianto	79
4.2.3	Percorso del fluido di potenza	83
4.3	Analisi energetica dell'impianto.....	86
4.3.1	Acquisizione dei valori di portata e delle proprietà termodinamiche dei flussi in uscita ed entrata nei componenti principali dell'impianto	90
4.3.1.1	Caldaie.....	90
4.3.1.2	Preriscaldatori d'aria comburente	91
4.3.1.3	Rigeneratore di bassa pressione	92
4.3.1.4	Condensatore.....	93
4.3.1.5	Serbatoio drenaggi	94
4.3.1.6	Degasatore.....	95
4.3.1.7	Serbatoio di acqua demineralizzata.....	97
4.3.1.8	Condizionamento ambientale uffici, pulizia cassoni, eiettori e tenute e reattore DeNO _x	97
4.3.2	Analisi del turboalternatore	98

4.3.2.1	Bilancio massico alla turbina.....	102
4.3.2.2	Analisi energetica della turbina	103
4.3.3	Indici caratteristici dell'impianto.....	107
4.4	Punti critici dell'impianto	109
5	Ottimizzazione della rete TLR per Lecco, Valmadrera, Malgrate e Civate .	113
5.1	Criteri di individuazione delle aree servibili.....	113
5.2	Valmadrera.....	117
5.3	Malgrate	123
5.4	Civate	126
5.5	Lecco.....	127
6	Modifiche all'impianto in ottica cogenerativa	135
6.1	Valutazione sulla tipologia di funzionamento cogenerativo dell'impianto	135
6.2	Funzionamento dell'impianto in assetto cogenerativo	137
6.2.1	Modellizzazione delle nuove turbine.....	139
6.2.1.1	Turbina di taglia 14,5 MW	141
6.2.1.2	Turbina di taglia 10,2 MW	144
6.3	Rendimenti delle turbomacchine e metodologia di calcolo delle produzioni energetiche annuali	145
6.3.1.1	Metodo di calcolo per le produzioni energetiche della turbina di taglia 14,5 MW.....	150
6.3.1.2	Metodo di calcolo per le produzioni energetiche della turbina di taglia 10,2 MW.....	155
6.4	Prestazioni del nuovo assetto secondo diversi scenari ipotizzati.....	156
7	Dimensionamento dell'impianto di teleriscaldamento	159
7.1	Dimensionamento della rete di teleriscaldamento	161
7.2	Dimensionamento dei diversi percorsi ipotizzati.....	168
7.2.1	Percorso 1	169
7.2.2	Percorso 2	176
7.2.3	Percorso 3	180
8	Analisi economico-ambientale dell'impianto Silea in assetto cogenerativo	187
8.1	Esborsi economici relativi alla realizzazione della rete TLR	187

8.1.1	Valutazione dei costi per il Percorso 1	190
8.1.2	Valutazione dei costi per il Percorso 2	192
8.1.3	Valutazione dei costi per il Percorso 3	194
8.2	Esborsi economici relativi alla conversione della centrale all'assetto cogenerativo	196
8.2.1	Scambiatori di calore	197
8.2.2	Stazioni di pompaggio della rete	197
8.2.3	Sistema di accumulo	198
8.2.4	Caldaia integrativa	198
8.2.5	Allacciamento elettrico	199
8.3	Valutazione economica dell'investimento	199
8.3.1	Caso cogenerativo senza accumulo con turbina da 10,2 MW e rifiuti bruciati pari a 123'000 t/anno	205
8.3.2	Caso cogenerativo senza accumulo con turbina da 14,5 MW e rifiuti bruciati pari a 123'000 t/anno	206
8.3.3	Caso cogenerativo con accumulo con turbina da 14,5 MW e rifiuti bruciati pari a 123'000 t/anno	208
8.3.4	Confronto economico tra i vari scenari e analisi di sensitività del caso migliore	209
8.4	Valutazione ambientale dell'investimento	219
8.4.1	Valutazione della variazione delle emissioni locali	220
8.4.2	Valutazione della variazione delle emissioni globali	223
	Conclusioni	229
	Indice delle figure	231
	Indice delle tabelle	237
	Appendici	i
	Appendice A: lista completa delle utenze allacciate	i
	Appendice B: valori del vapore nelle analisi svolte	xviii
	Acronimi e sigle	xix
	Bibliografia	xxi

Sommario

Questo studio vuole dimostrare come la conversione in assetto cogenerativo del termovalorizzatore di proprietà di Silea S.p.A. a Valmadrera (LC), rispetto all'attuale funzionamento che privilegia unicamente la produzione di energia elettrica, sia un'attrattiva e dal punto di vista energetico, economico, ambientale. Il lavoro è stato condotto in diverse fasi.

In primo luogo è stata effettuata un'analisi energetica di massima dell'impianto attuale, con particolare attenzione alla conversione termoelettrica operata dal gruppo turboalternatore. Per questa fase sono state necessarie diverse giornate trascorse sul campo, sia per effettuare misurazioni che per reperire informazioni tramite colloqui con i tecnici.

Secondariamente, in parallelo, si sono svolte le seguenti attività: studio della conversione energetica di una turbina che sostituisca quella attuale (non in grado di produrre sufficiente energia termica per giustificare la cogenerazione), capace di produrre un quantitativo maggiore di calore utile, e progettazione di diversi percorsi per la rete di teleriscaldamento che accolga il calore generato dalla centrale.

Successivamente si è analizzato, per ogni possibile tracciato di rete, la produzione di energia elettrica e termica annua, con diverse configurazioni impiantistiche.

Si è concluso lo studio attraverso delle analisi di carattere economico ed ambientale, per ciascuna delle configurazioni ipotizzate.

Sono state prese in considerazione, sia per la rete TLR che per la turbina, scenari corrispondenti ad investimenti iniziali assai differenti.

In ultimo, gli autori hanno scelto quale tra le varie proposte studiate sia la più attraente da sottoporre a Silea S.p.A.

Parole chiave: impianto di termovalorizzazione; incenerimento di rifiuti; cogenerazione; rete di teleriscaldamento (TLR); analisi economico-ambientale.

Abstract

The project shows the energetic, environmental and economic benefits deriving from the conversion of a waste to energy plant to cogenerative functioning. The plant is property of Silea S.p.A. and it's located in Valmadrera (LC).

The case study has been conducted according to the following points.

Firstly, an energetic analysis of the actual functioning of the plant was carried out, focalizing our attention especially on the thermoelectric conversion of the turbo-alternator. In order to complete this part, it was necessary to visit several times the plant to carry out some sessions of data acquisition from the plant control room as well as from the manual instrumentations all over the plant.

Secondarily we conducted two parallel activities: studying the energetic behavior of a new turbine, capable of providing more steam for the cogeneration if compared to the actual one, and planning of different possibilities of district heating networks.

Subsequently for every single case has been analyzed both the electric and thermal energy annual production.

Last part of the work is composed by an economic and environmental analysis in order to investigate the benefits concerning every studied session.

The conclusions lead to chose, among all the possible backgrounds, the best one for Silea S.p.A management.

Keywords: waste to energy plant; waste burning; cogeneration; district heating network; economic and environmental analysis.

Introduzione

La cogenerazione è una tecnologia conosciuta in tutto il mondo, considerata come una delle possibili alternative alla tradizionale produzione separata di energia elettrica e termica, e le recenti conversioni di molti impianti termoelettrici verso questo assetto di produzione ne sono un'importante testimonianza.

La sua diffusione risiede principalmente nel fatto che la produzione di energia elettrica e calore in un impianto cogenerativo, intesi entrambi come prodotti utili, richiedono un quantitativo di combustibile in ingresso nella maggior parte dei casi di gran lunga minore rispetto a quello necessario per la produzione separata di questi beni, prodotti ognuno in un apposito impianto dedicato.

Diminuendo, quindi, la quantità di input a parità di output, è immediato pensare ai benefici in termini economici ed ambientali che ne possano derivare: i primi derivano dall'acquisto di un minor quantitativo di combustibile, i secondi dalla sua mancata combustione se confrontati con uno scenario non cogenerativo.

Al pari della cogenerazione, è di grandissima attualità anche la gestione e lo smaltimento dei rifiuti prodotti dall'uomo, in quantità continuamente crescente e di tipologia sempre più varia e composita, tanto che il riciclo e il riutilizzo di questi sta diventando sempre più di difficile attuazione. Inoltre, la mentalità che sta assumendo l'uomo moderno è nostro malgrado di tipo consumistico, dove quello che un giorno è considerato un oggetto utile il giorno seguente diventa una realtà di cui disfarsi. Fermo restando che la soluzione migliore per limitare il problema dei rifiuti consiste nell'impedire che questo venga prodotto o, dove possibile, riutilizzato, si sta facendo strada prepotentemente la conversione energetica del rifiuto, considerandolo, a fini termodinamici, alla stregua di un combustibile convenzionale. Anche in questo caso i vantaggi sono duplici: limitazione dei rifiuti destinati in discarica e dipendenza meno marcata dai combustibili fossili.

In questo lavoro verranno trattati ampiamente queste due tematiche di grande attualità, mettendo in evidenza soprattutto gli aspetti economici e ambientali ad essi legati.

1 Dal rifiuto alla sua termoutilizzazione

1.1 Premessa

Nelle società moderne si sta assistendo, anno dopo anno, ad una produzione di rifiuto, inteso come tutto ciò che risulta scarto o avanzo dalle più svariate attività umane, sempre maggiore, causato da un aumentato benessere sociale, una galoppante crescita demografica ed un continuo sviluppo industriale.

Non è più pensabile, come accadeva fino a non molti anni or sono, di confinare quantità sempre più ingenti di materiale nel sottosuolo, occupando immense aree sfruttabili in modo sicuramente migliore e con il rischio di compromettere la salubrità dei terreni e delle falde acquifere, con conseguente dirette sugli esseri viventi.

Occorre trovare delle soluzioni per la gestione dei rifiuti che siano sostenibili, di modo che le conseguenze non incidano in maniera irreversibile sulle generazioni future, e siano rispettose dell'ambiente e degli esseri viventi inseriti in quel contesto, il tutto al minor costo possibile.

In questo capitolo vengono illustrati gli scenari attualmente in uso per la gestione dei rifiuti, con particolare riferimento alla scelta della termovalorizzazione, in quanto situazione contingente al nostro caso di studio.

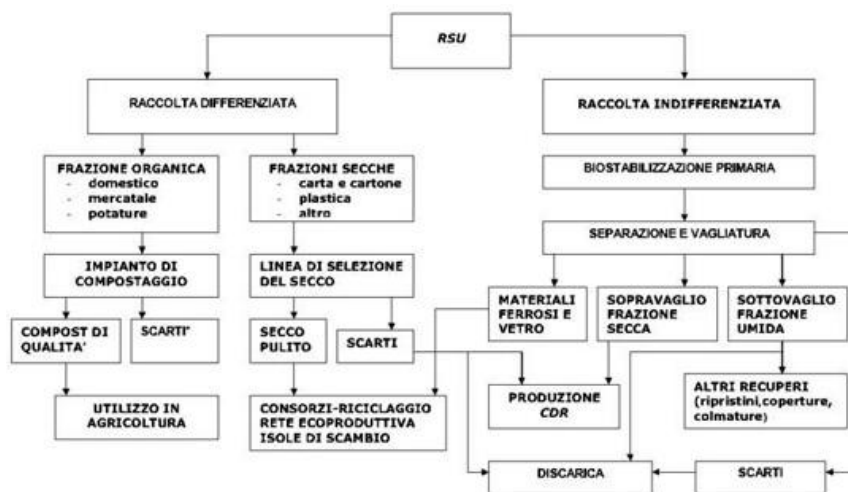


Figura 1.1 - Flusso generale a cui sono sottoposti i rifiuti urbani

1.2 Gestione dei rifiuti urbani (RU)

Per gestione dei rifiuti si intende l'insieme delle politiche volte a gestire l'intero processo che riguarda i rifiuti, dalla produzione allo smaltimento, con l'obiettivo di ridurre gli effetti sulla salute dell'uomo, sull'ambiente e minimizzando nel contempo i costi annessi al processo.

Da prodotto di scarto inutile, qual è stato sempre considerato, il rifiuto urbano, da alcuni anni a questa parte, viene considerato come una risorsa, sia in termini materiali, sia in termini energetici. Infatti, dal vecchio "sacco nero" in cui si gettava indistintamente ogni tipologia di rifiuto, si è passati gradualmente alla attuale separazione di qualsiasi tipo di rifiuto prodotto; nel contempo, quelli che erano gli inceneritori atti solamente allo smaltimento dei rifiuti senza ricavarne alcunché, sono stati convertiti in impianti per la produzione di energia (e, argomento assai attuale, anche calore), mentre quelli di nuova costruzione dovranno produrre come output almeno energia elettrica.

È comunque presente una serie di attività preferibili rispetto alla termovalorizzazione dei rifiuti, dettate da normative in ambito nazionale ed europeo, allo scopo di minimizzare l'impatto ambientale.

In ordine di preferenza, sono elencate di seguito.

- 1 Prevenzione
 - Minimizzazione
 - Riuso
- 2 Riciclaggio e compostaggio: recupero materiale
- 3 Recupero energetico (energia elettrica e/o termica)
- 4 Smaltimento in discarica



Figura 1.2 - Gerarchia delle alternative per la gestione dei rifiuti

Come si può notare al vertice si insediano le soluzioni con massima sostenibilità, che comportano il minimo impatto ambientale e costi bassi, costituite dalla minimizzazione del rifiuto e, nel caso di sua produzione, dal riuso dello stesso.

Qualora non si scegliesse questa via, le opportunità rimanenti sono costituite da tecniche in grado di recuperare dal rifiuto quanto più possibile: nell'ordine il recupero materiale (tramite il riciclo ed il compostaggio) è preferito a quello energetico, che comunque ricava dal rifiuto una qualche forma di utilità e, in ultimo, lo stoccaggio in discarica, che è lasciato come "ultima spiaggia", destinato soprattutto per gli scarti dei processi di recupero o per rifiuti non altrimenti trattabili.

1.2.1 Prevenzione: minimizzazione del rifiuto e riuso

È evidente che, idealmente, se non ci fosse alcuna produzione del rifiuto non esisterebbe nemmeno il problema del conseguente smaltimento. Risulta quindi ovvio che, per diminuire le dimensioni del problema, occorrerà agire alla base dello stesso impedendo, ove possibile, che questo venga prodotto.

La prevenzione dei rifiuti consiste in un insieme di politiche volte a disincentivare, penalizzare economicamente o addirittura vietare la produzione di materiali e manufatti a ciclo di vita molto breve e destinati a diventare rifiuti senza possibilità di riuso. I soggetti interessati possono essere tanto le imprese quanto i comuni cittadini, i primi impegnandosi a ridurre le dimensioni e le

caratteristiche degli imballaggi, i secondi scegliendo prodotti che producano meno rifiuto possibile.

In un'ottica prettamente preventiva ricade anche il riuso del rifiuto: è possibile riusare molte volte particolari imballaggi, prima che essi perdano la loro funzionalità e diventino così rifiuto. Eclatanti sono il caso delle bottiglie di vetro dei liquidi (vuoto a rendere, anche incentivato economicamente per i soggetti più virtuosi) o delle pile per piccoli elettrodomestici (si è passati dalle pile cosiddette "usa e getta", di difficile smaltimento in quanto contenenti metalli aggressivi per l'ambiente, alle pile ricaricabili, riutilizzabili centinaia di volte).

1.2.2 Recupero del materiale: riciclaggio e compostaggio

Dove proprio non sia possibile impedire che il rifiuto non venga prodotto, la scelta migliore da compiere è il riciclaggio, inteso come l'insieme delle strategie volte a recuperare materiale dai rifiuti, invece dello smaltimento diretto.

Si basa sulla preferenza del recupero di quanto più materiale possibile, da immettere nuovamente nel mercato, piuttosto della generazione dello stesso attraverso il ciclo produttivo, che assorbe in ingresso più materie prime e energia. Questo garantisce risparmio di costi ambientali (in quanto si limita fortemente la quantità di materiale destinato alla termovalorizzazione o al confinamento in discarica) ed economici, in quanto il costo monetario per riportare il rifiuto riciclato a prodotto finito in termini di materia ed energia è inferiore a quello che si dovrebbe impiegare qualora si decidesse di produrlo ex novo (vengono eliminati tutti i dispendi per l'approvvigionamento della materia prima).

Si ricorda che il riciclaggio si basa sulla raccolta differenziata, processo fondamentale a cui sia i cittadini sia le imprese devono far riferimento per avviare un processo di riciclaggio spinto. Inoltre, devono essere incrementate le possibilità di adozioni di tecniche avanzate per il recupero di ulteriore materiale riciclabile dal rifiuto indifferenziato.

Non sono da sottovalutare, infine, le prospettive di apertura di nuovi mercati, grazie al riciclaggio, in cui piccole o medie imprese si fanno carico di recuperare materiali riciclabili per rivenderli come materia prima o semilavorati alle industrie produttrici di beni.

Tuttavia, il riciclaggio è criticato per vari motivi, tra cui il basso rendimento nella quantità delle materie prime effettivamente ottenute (sarebbero presenti molti scarti nel recupero materiale) e la bassa qualità dei prodotti finali.

Accanto al riciclaggio trova spazio il compostaggio, processo industriale che, sfruttando in gran parte la frazione umida del rifiuto urbano, riesce a produrre un fertilizzante di origine naturale utilizzando come input un prodotto di scarto.

In questo caso, la qualità del prodotto è ottima, in quanto è possibile aggiungere in maniera controllata metalli e inerti, disponibili come rifiuti e, oltre ad avere tutti i vantaggi del riciclaggio, permette l'ottenimento di un prodotto totalmente naturale, che non genera i problemi annessi all'uso di fertilizzanti di origine chimica.

1.2.3 Recupero energetico

Gli scarti dei processi di recupero materiale e gli altri rifiuti che non conviene o non si è in grado di riciclare sono destinati allo smaltimento tramite recupero energetico. È il caso, per esempio, di composti putrescibili potenzialmente patogeni o altri che presentano caratteristiche di nocività (come alcuni rifiuti speciali di origine industriale).

Sebbene questa soluzione sia considerata qualitativamente inferiore rispetto al recupero materiale, il recupero energetico presenta una serie di vantaggi che la prima non possiede.

Innanzitutto recupera energia termica da ogni oggetto che viene destinato al forno, mentre con il recupero materiale si ha in uscita solo una piccola parte rispetto alla totalità in ingresso al processo, sia per la difficoltà di operare una netta raccolta differenziata (molti imballaggi non sono costituiti integralmente da un unico materiale), sia per la complessità di separare completamente, in fase di trattamento, i vari materiali, sia per la cura con cui viene effettivamente condotta la raccolta differenziata nei vari territori, prima e importantissima fase del recupero materiale.

Infatti, anche nei paesi più accorti riguardo questo problema (come Austria, Svizzera e Germania), la quota di rifiuti destinata alla raccolta differenziata si attesta intorno al 60%: ciò significa che almeno il 40% non passa attraverso il recupero materiale e quindi bisogna affiancare un processo di smaltimento opportuno, che non sia rappresentato dallo stoccaggio in discarica.

Attualmente questo è rappresentato dal recupero energetico, che consiste, nella sua modalità più comune, nella combustione del rifiuto in modo da sprigionare il suo PCI (Potere Calorifico Inferiore): l'energia termica liberata può venire utilizzata per diversi scopi, tra cui la produzione di energia elettrica o di energia termica disponibile tramite un fluido termovettore. La prima forma di recupero è

certamente più desiderata, in quanto di qualità più elevata, mentre con la seconda, qualitativamente inferiore rispetto alla precedente, si ha un recupero quantitativamente maggiore: dato che i moderni termovalorizzatori possono produrre elettricità e come sottoprodotto anche energia termica, la scelta ideale risulterebbe la cogenerazione di entrambe le forme energetiche.

I residui del rifiuto incenerito sono costituiti dalle emissioni gassose, trattate opportunamente in una serie di appositi reattori, e dalle ceneri, che vengono raccolte e mandate a trattamento in appositi impianti.

Solitamente è destinato al recupero energetico la parte di RSU (Rifiuto Solido Urbano) che non entra a far parte della raccolta differenziata e gli scarti dei processi di recupero materiale: entrambi possono essere mandati tal quali, o dopo opportuni trattamenti meccanici a freddo, allo scopo di innalzarne il PCI. Spesso, però, l'energia usata per questi processi e la quota di massa di rifiuto persa negli stessi non giustificano questi trattamenti, anche perché il PCI più alto porta ad adottare accorgimenti più costosi per i forni della centrale.

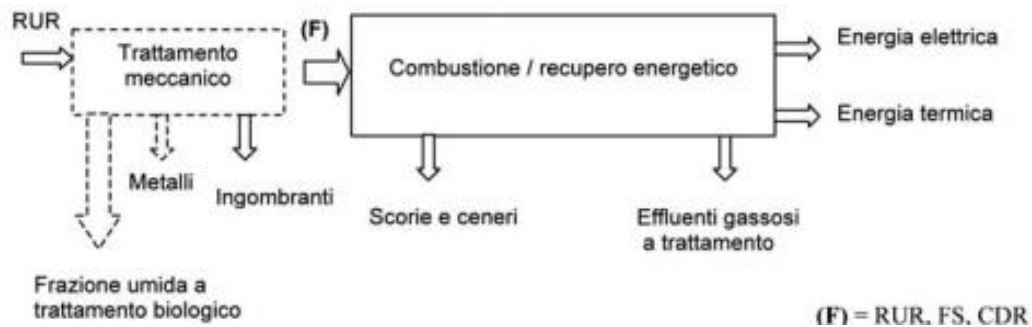


Figura 1.3 - Schema del recupero energetico con combustione diretta: in ingresso vede rifiuto urbano indifferenziato (RUR), la frazione secca di questo (FS) o il combustibile da rifiuto (CDR)

Un altro processo di recupero energetico attraverso un trattamento biologico è costituito dalla digestione anaerobica, un processo nel quale opportuni microrganismi anaerobici danno luogo, operando sulla frazione organica dei rifiuti urbani (FORSU), ad un biogas costituito principalmente da CO_2 e CH_4 con PCI tra i 20 e i 25 MJ/Nm^3 .

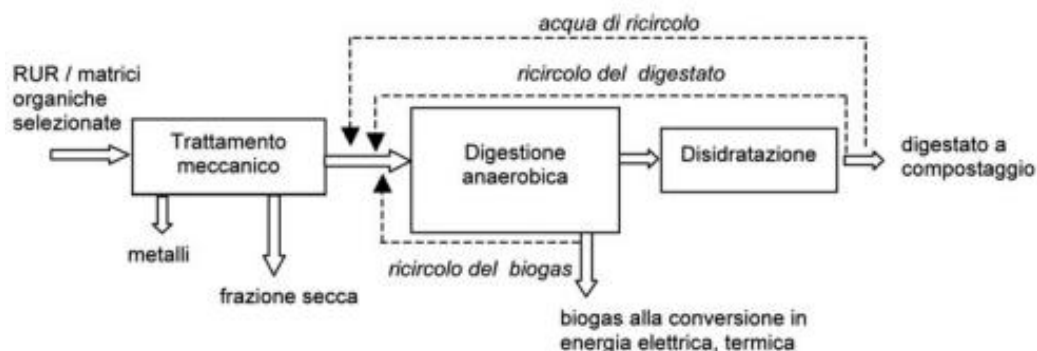


Figura 1.4 - Schema di principio della digestione anaerobica

Il processo di gassificazione, invece, consiste nella conversione di un materiale solido o liquido in un gas combustibile, ottenuta tramite un'ossidazione parziale con un agente ossidante costituito da aria oppure aria arricchita da ossigeno. Il gas prodotto presenta un PCI più ridotto rispetto al rifiuto di partenza, ma è decisamente meno ricco di sostanze inquinanti e corrosive e può essere utilizzato direttamente in un turbogas in un ciclo semplice o combinato.

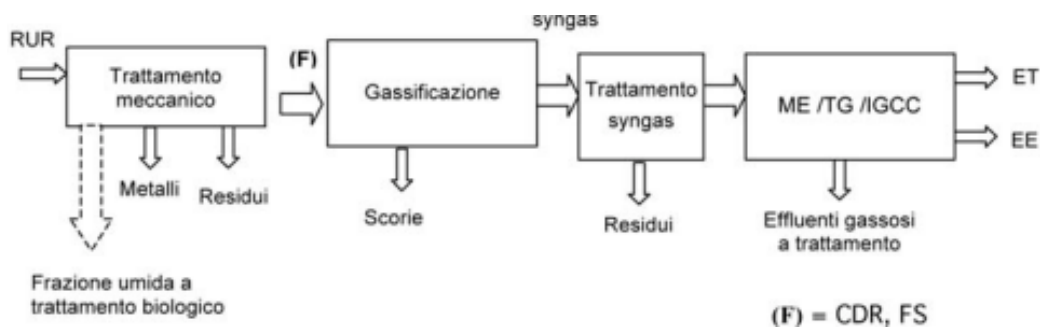


Figura 1.5 - Schema di principio del recupero energetico tramite gassificazione

Un ultimo processo è la pirolisi: consiste nella degradazione termica di un materiale, in assenza di aria, tramite l'azione di una quota energetica fornita dall'esterno, di norma attraverso la combustione di parte dei prodotti ottenuti. L'azione del calore comporta la rottura delle molecole complesse con produzione di un gas, di una frazione liquida a temperatura ambiente e di un residuo solido ancora combustibile. Le rispettive quantità sono funzione, oltre che dalla tipologia di rifiuto trattato, delle condizioni operative sotto cui si avviene il processo.

1.2.4 Stoccaggio nelle discariche

L'utilizzo della discarica per lo stoccaggio dei rifiuti è stata per lungo tempo la soluzione principale. Attualmente si sta abbandonando questa scelta, a vantaggio della soluzione di smaltimento sopra esposte, lasciandola come "ultima spiaggia" solamente in pochi specifici casi.

Le diseconomie annesse sono diverse, come il mancato recupero materiale od energetico dei rifiuti interessati a questo tipo di smaltimento, i costi per l'acquisto di un vasto territorio, la realizzazione degli scavi e la gestione della discarica stessa. Ciononostante lo stoccaggio dei rifiuti nelle discariche rappresenta, ancora ad oggi, una scelta adottata abbondantemente, soprattutto in circoscritte aree del nostro Paese.

La normativa italiana, attraverso il Dlgs. 37/2003, recepisce la direttiva europea 99/31/CE che prevede tre tipologie differenti di discarica:

- discarica per rifiuti inerti
- discarica per rifiuti non pericolosi (tra i quali i RSU)
- discarica per rifiuti pericolosi (tra cui ceneri e prodotti di scarto dei termovalorizzatori)

La normativa europea stabilisce il divieto di utilizzo della discarica per il rifiuto indifferenziato, mentre è concesso l'uso limitatamente per materiali a basso contenuto di carbonio organico e materiali non riciclabili: viene data priorità al recupero di materia, dato che la direttiva prevede il compostaggio ed il riciclaggio quali strategie primarie per lo smaltimento dei rifiuti.

I problemi ambientali annessi alle discariche sono la formazione di biogas e numerosi liquami (percolato), i primi dannosi per l'aria mentre i secondi per il terreno e le falde acquifere: questi inconvenienti sono causati principalmente dalla decomposizione della frazione organica del rifiuto ed è soprattutto per questa ragione che non è più ammesso uno stoccaggio indifferenziato del rifiuto stesso.

Alcuni Paesi, come la Germania, l'Austria e la Svizzera, hanno eliminato il conferimento in discarica di rifiuti non trattati, mentre è usato principalmente per lo stoccaggio delle ceneri dei termovalorizzatori o dei residui di impianti di trattamento biologico e compostaggio.

Diversa è la situazione in Italia, dove ad oggi circa il 52% [1] dei rifiuti viene confinato in discarica.

1.2.5 Potenzialità energetica del rifiuto urbano

A prescindere da quanto sia il rifiuto destinato al recupero materiale e quanto quello al recupero energetico, occorre avere un'idea della caratterizzazione chimica del rifiuto destinato alla combustione, sia per una progettazione corretta dei forni sia per quella del ciclo di potenza a valle, quindi un dimensionamento opportuno dei vari componenti, a partire dalla caldaia a recupero.

Occorre preliminarmente asserire che il rifiuto urbano non è caratterizzato, come i combustibili fossili, da un PCI circa costante, ma è fortemente variabile in base alla sua composizione.

Questa, a sua volta, è fortemente variabile in quanto sono molteplici i materiali che di volta in volta ne fanno parte, in frazioni massicce sensibilmente diverse.

Possono farne parte materie plastiche, componenti organici, carta e suoi derivati, componenti vetrosi, metalli e molti altre sostanze. Al modificarsi della quantità presente di queste realtà nel rifiuto, se ne modifica conseguentemente il PCI.

La composizione del rifiuto è funzione anche dalle abitudini di una certa popolazione, dal contesto culturale e da molti altri fattori. Non è infatti così strano trovare notevoli variazioni di PCI del rifiuto destinato al recupero energetico di una certa zona piuttosto di quello di un'altra a decine di chilometri di distanza.

Data la caratteristica di eterogeneità propria dei rifiuti, non è possibile parlare di PCI in senso assoluto, in quanto, presa una quantità di massa unitaria, questa sprigionerà un quantitativo di energia termica diverso da una medesima quantità estratta dallo stesso cumulo di rifiuti. Si fa riferimento quindi ad un PCI medio, ovvero mediato su tutto il rifiuto a trattamento.

Per risolvere in parte questo problema, prima di inviare la portata di rifiuto nei forni, si procede ad un rimescolamento nella fossa di raccolta, in modo da omogeneizzarne quanto più possibile le proprietà chimico-fisiche.

A volte, come nel caso in questione, ci si trova ad incenerire diverse tipologie di rifiuto, ognuna delle quali contraddistinta da un PCI molto differente dagli altri ma, per motivi sanitari, una particolare tipologia non può essere aperta dai suoi imballaggi e quindi mixata con le altre: è il caso dei rifiuti di origine ospedaliera infetti. Si adotteranno, in casi come questi, altre strategie per il controllo della temperatura nei forni.

I dati a consuntivo del 2007, tratti da [2], in riferimento a rifiuti trattati in impianti di termovalorizzazione operativi sono mostrati nella figura seguente.

Area geografica	Rifiuti trattati		RUR		Frazione secca		CDR		Altri speciali		Sanitari	
	kt	%	kt	%	kt	%	kt	%	kt	%	kt	%
Nord	3.493,1	78,6	2.313,9	52,0	290,9	6,5	234,4	5,3	618,9	13,9	35,0	0,8
Centro	467,4	10,5	82,1	1,8	117,4	2,6	263,0	5,9	0,9	0,0	4,0	0,1
Sud	485,1	10,9	234,3	5,3	37,3	0,8	172,8	3,9	36,9	0,8	3,8	0,1
Totale Italia	4.445,7	100	2.630,4	59,2	445,6	10,0	670,2	15,1	656,7	14,8	42,8	1,0

Figura 1.6 - Dati riguardanti i quantitativi di rifiuti destinati in impianti di recupero energetico tramite termovalorizzazione

Si veda come la quota maggiore (59,2%) dei rifiuti inceneriti è ascrivibile ai RUR, cui seguono le frazioni pretrattate (25,1%), distribuite tra frazione secca e CDR, ed i rifiuti speciali comprensivi dei sanitari (15,7%).

In merito alle caratteristiche dei rifiuti trattati, ed in particolare al loro contenuto energetico, si evidenzia che il PCI medio, a livello nazionale, è pari a circa 11,5 MJ/kg, superiore a quello che si riscontra in altre realtà europee, compreso invece tra 9,5 e 11 MJ/kg.

1.3 Dati sulla produzione e la gestione dei rifiuti urbani

Le seguenti statistiche, estrapolate da [3], vogliono fornire un'idea generale della questione rifiuti in ambito nazionale ed europeo ed in che modo viene affrontato il problema.

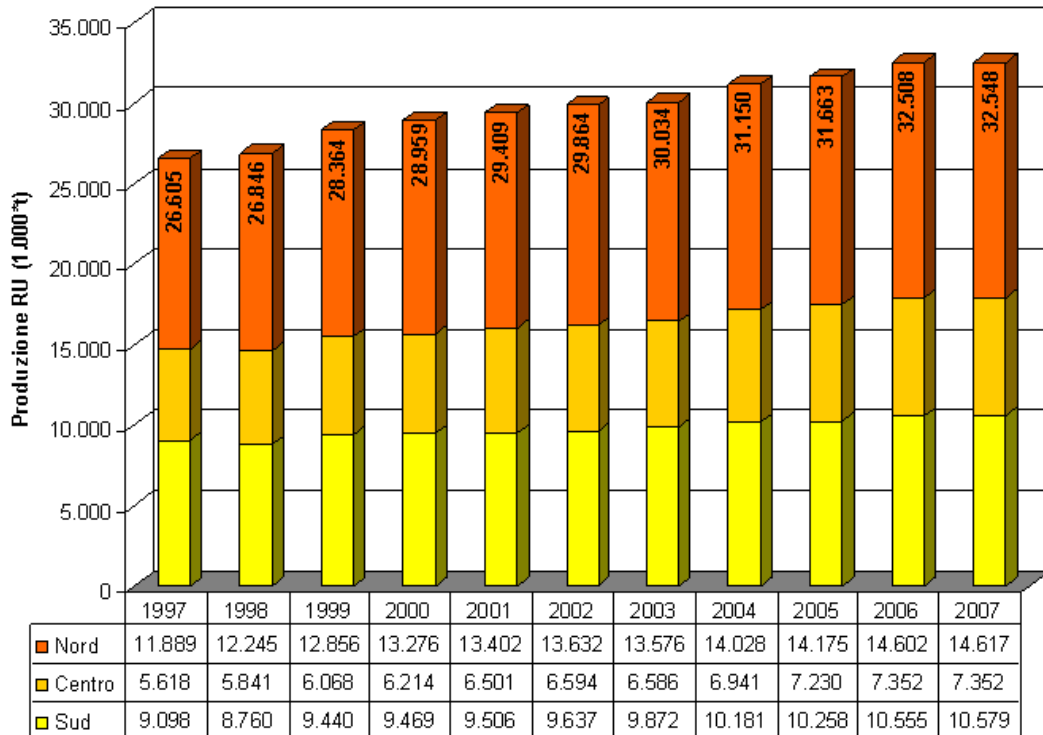


Figura 1.7 - Andamento nel tempo della produzione di rifiuti urbani

Come mostrato in Figura 1.7, la produzione nazionale di RU nel 2007 si attesta su 32'548 mila tonnellate, poco superiore a quella dell'anno precedente.

Si noti la tendenza all'aumento, limitato ma costante, del quantitativo di rifiuti prodotto: un'inesorabile ascesa, che ha portato un incremento di oltre il 22% in dieci anni.

In termini pro-capite, la situazione è quella illustrata dalla Figura 1.8.

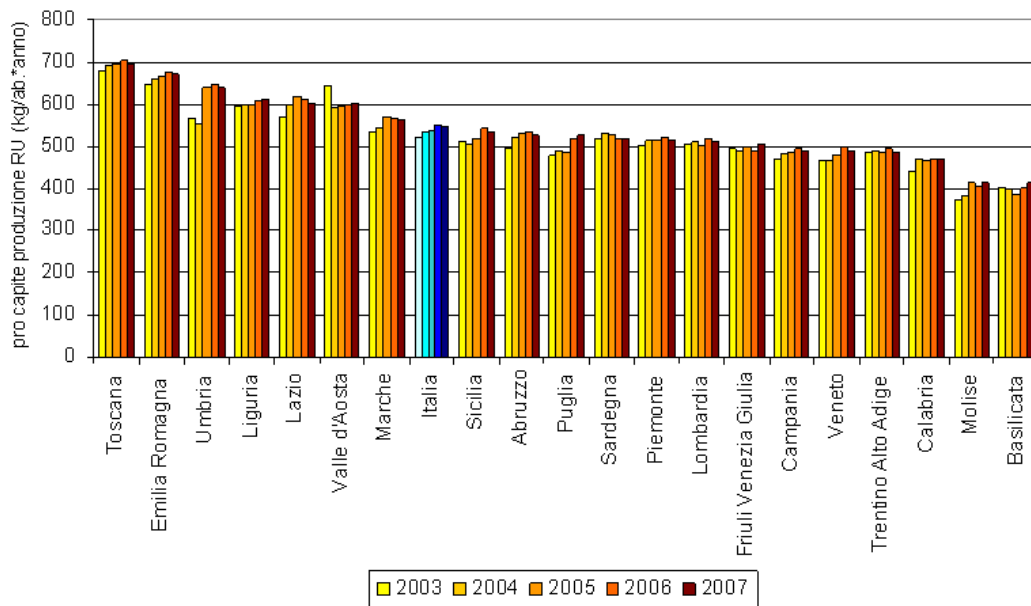


Figura 1.8 - Produzione pro-capite di RU, suddiviso per regione

Anche da questo andamento, si può osservare come solo in talune Regioni (Valle d'Aosta, Lazio, Sardegna) negli ultimi anni si ha avuto un decremento della produzione di RU per persona, mentre se si considera la media italiana nel complesso si constata una crescita della produzione di rifiuto, intorno ai 550 kg/anno.

Questo fa pensare al RU come una fonte di energia in continua crescita e quindi da sfruttare in maniera appropriata.

Se si considera invece la raccolta differenziata, la situazione è mostrata in figura seguente.

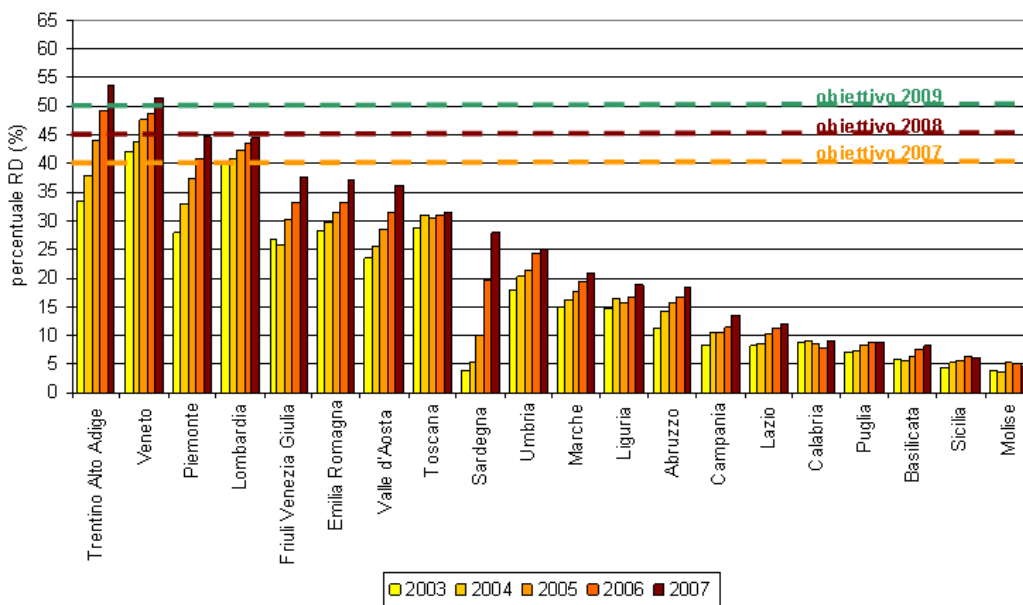


Figura 1.9 - Percentuali di raccolta differenziata, divisa per Regioni

Si noti come si è ben lontani, se si considera il livello nazionale di raccolta differenziata, dagli obiettivi imposti dalla legislatura italiana in recepimento di normative in ambito europeo.

Si può ancora osservare come, mentre nelle Regioni del nord Italia i risultati siano molto buoni (addirittura Lombardia e Veneto già nel 2007 avevano raggiunto gli obiettivi previsti per il 2009), la situazione nel centro della Penisola ma soprattutto nel Mezzogiorno rimane ancora lontana dall'essere accettabile.

La realtà non cambia se si osserva la gestione dei rifiuti in Italia, visibile in Figura 1.10, in cui, seppur in leggero miglioramento, quasi il 50% del rifiuto prodotto viene gettato in discarica e dove solo il 10% viene incenerito nei termovalorizzatori.

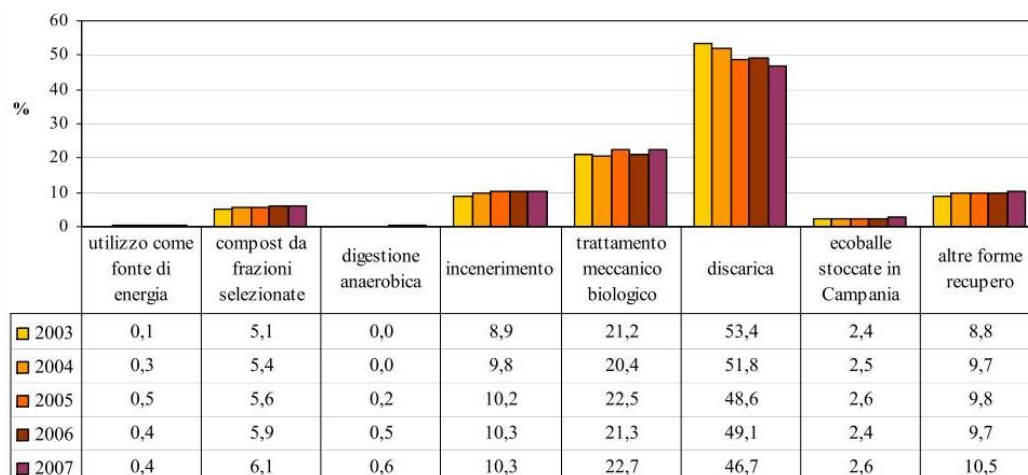


Figura 1.10 - Ripartizione della gestione dei rifiuti in Italia

Come si può osservare dalle figure seguenti, la situazione europea è decisamente diversa.

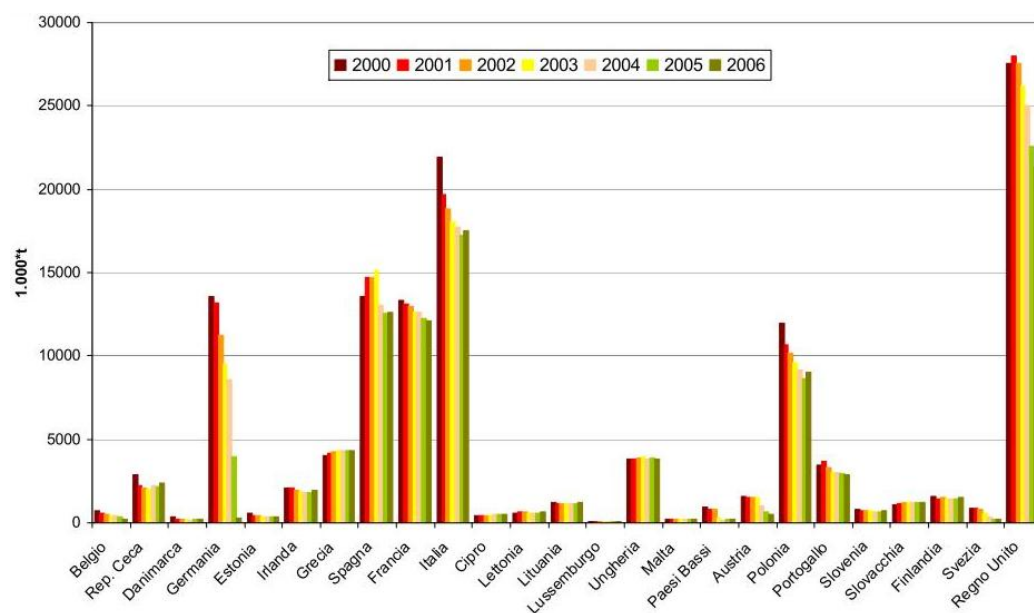


Figura 1.11 - Situazione europea sul confinamento in discarica dei rifiuti

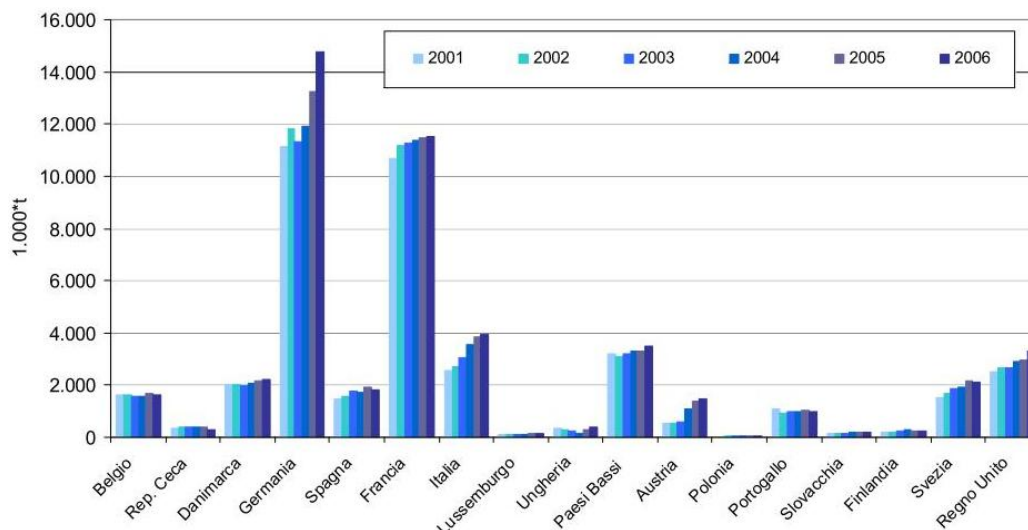


Figura 1.12 - Situazione europea riguardo l'incenerimento dei rifiuti

A parte il Regno Unito, l'Italia è la nazione europea che confina il maggior quantitativo di rifiuti in discarica, nonostante non ne sia tra le maggiori produttrici (Germania, Francia e Regno Unito ne producono in maggior quantità).

Da notare inoltre il progresso della Germania che, dal 2000 al 2006, ha praticamente azzerato questo tipo di smaltimento per adottare soluzioni alternative. Una di queste è sicuramente l'incenerimento con recupero di energia, dato che nello stesso arco di tempo ha incrementato notevolmente questa pratica. Anche la Francia resta un esempio da seguire, a differenza del Regno Unito che, come l'Italia, predilige la discarica alla termovalorizzazione.

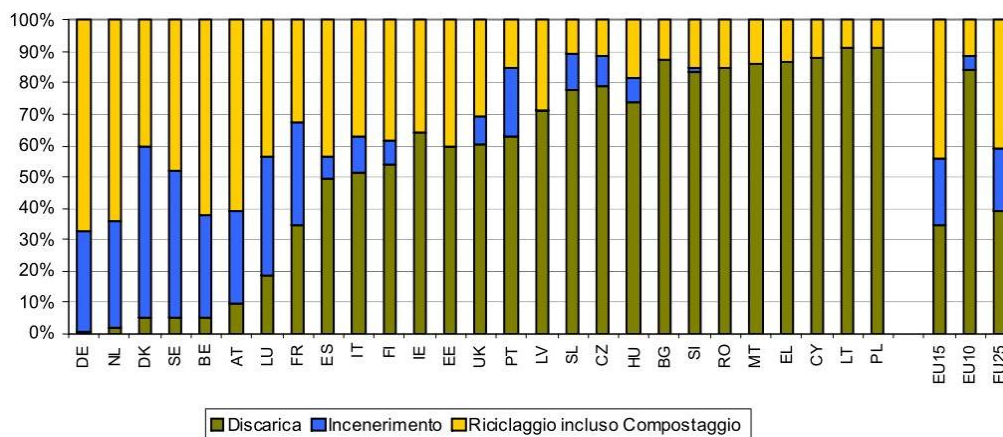


Figura 1.13 - Gestione dei rifiuti in ambito europeo

1.4 Situazione attuale sulla termoutilizzazione

La termovalorizzazione nasce in Italia agli inizi degli anni '60 del secolo scorso senza però l'aspetto del recupero energetico, con il nome di incenerimento. Presenta una notevole diffusione in tutti gli anni '60 e '70 per poi subire una battuta d'arresto negli anni '80.

A partire dalla metà degli anni '90 si sono riscontrati lenti ma inesorabili segni di ripresa in seguito a importanti sviluppi tecnologici nel settore e, soprattutto, all'evolversi della normativa in campo ambientale che ha riconosciuto al recupero energetico un ruolo irrinunciabile ai fini dell'attuazione di un sistema integrato di gestioni dei rifiuti. I primi inceneritori costruiti furono convertiti in impianti di potenza e i nuovi ebbero la possibilità di produrre elettricità e calore.

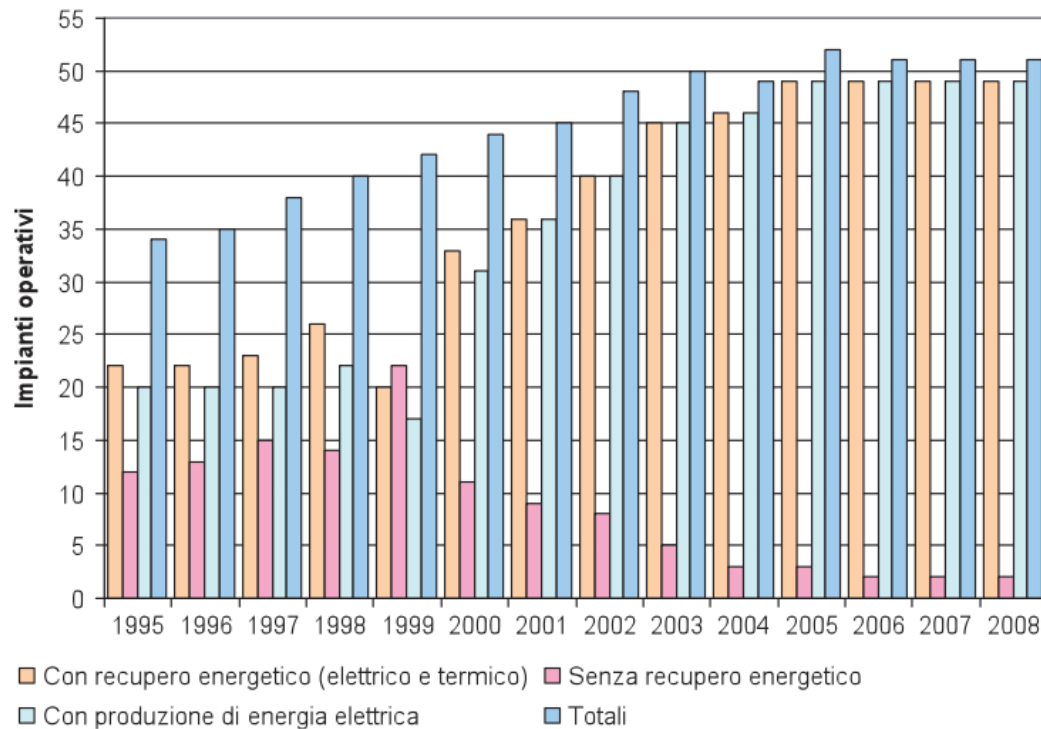


Figura 1.14 - Numero di impianti di termovalorizzazione operativi in Italia tra il '95 e il '08

Il quadro di sintesi, aggiornato al 31 dicembre 2008, della situazione nazionale relativa all'impiantistica di trattamento termico dei rifiuti urbani, è riportato nella Figura 1.15 e può essere riassunto come di seguito.

- Sono presenti sul territorio nazionale 53 impianti aventi una capacità nominale complessiva di trattamento pari a 6,67 Mt/anno. La corrispondente capacità termica risulta pari a 2'745 MW, mentre la potenza elettrica installata è pari a 704 MW
- Al 31 dicembre 2008 risultano effettivamente in esercizio 47 impianti di capacità nominale complessiva di trattamento pari a 5,63 Mt/a. La corrispondente capacità termica risulta pari a 2'239 MW_{th}, mentre la potenza elettrica installata è pari a 558 MW_{el}
- Alla stessa data sono momentaneamente inattivi o in ristrutturazione 4 impianti per una capacità nominale complessiva di trattamento pari a 354'000 t/anno. La corrispondente capacità termica risulta pari a 116 MW_{th}, mentre la potenza elettrica installata è pari a 29 MW_{el}
- Sono in fase di avanzata realizzazione e prossimi alla messa in esercizio 2 impianti, per una capacità nominale complessiva di trattamento pari a 684'000 t/anno. La corrispondente capacità termica risulta pari a 390 MW_{th}, mentre la potenza elettrica installata è pari a 117 MW_{el}

Stato	Impianti	Linee	Capacità di trattamento			Carico termico	Potenza elettrica
			Nominale		Autorizzata		
	N°	N°	t/h	t/g	t/a	MW	MW
Censiti	53	101	850	20.404	6.667.052	2.745	704
Esaminati	53	101	850	20.404	6.667.052	2.745	704
<i>di cui in:</i>							
Esercizio	47	89	720	17.261	5.628.777	2.239	558
Ristrutturazione	4	8	39	944	354.200	116	29
Realizzazione	2	4	91	2.199	684.075	390	117

Area geografica	Impianti		Linee		Capacità di trattamento					Carico termico		Potenza elettrica	
	N°	%	N°	%	Nominale			Autorizzata		MW	%	MW	%
	N°	%	N°	%	t/h	t/g	%	t/a	%	MW	%	MW	%
Nord	29	56,9	59	60,8	572	13.726	75,4	4.406.477	73,7	1.707	72,5	439	74,8
Centro	14	27,5	21	21,6	104	2.490	13,7	880.700	14,7	372	15,8	92	15,7
Sud	8	15,7	17	17,5	83	1.989	10,9	695.800	11,6	276	11,7	56	9,5
Totale Italia	51	100	97	100	759	18.205	100	5.982.977	100	2.355	100	587	100

Figura 1.15 - Situazione, al 31 Dicembre 2008, degli impianti di termovalorizzazione in Italia

Lo schema di funzionamento di un moderno termovalorizzatore vede in ingresso il rifiuto, che può essere pretrattato meccanicamente e biologicamente oppure bruciato tal quale, gettato nella fossa della centrale da opportuni camion. Attualmente gli impianti prediligono bruciare il rifiuto senza particolari trattamenti atti ad innalzare il PCI, dato che i risultati non portano ad alcun significativo vantaggio.

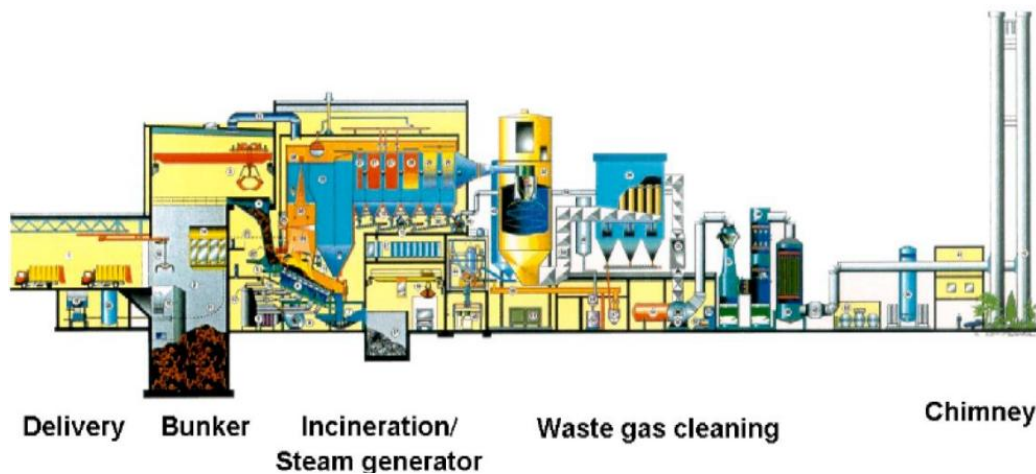


Figura 1.16 – Rappresentazione grafica di un moderno termovalorizzatore

Questo, dopo essere stato catturato da un braccio meccanico opportunamente comandato da un operatore, viene rilasciato in una tramoggia che permette ad esso il raggiungimento del forno.

La tecnologia propria di quest'ultimo può essere scelta tra tre principali:

- Forno a griglia
- Forno a tamburo rotante
- Combustore a letto fluido

I forni a griglia costituiscono la tecnologia più consolidata e, come tale, di più largo impiego nella combustione di rifiuti, in particolare di quelli urbani, grazie alla flessibilità che ne caratterizza il funzionamento ed all'affidabilità derivante dalle numerosissime applicazioni.

La loro caratteristica consiste appunto in una griglia (fissa o mobile) su cui viene formato un letto di rifiuti dello spessore di alcune decine di centimetri. I forni a

griglia fissa presentano una potenzialità piuttosto ridotta, mediamente pari a qualche tonnellata/giorno. I forni a griglia mobile, invece, sono composti da una camera, alla cui base si trova una suola di combustione costituita da una griglia, di norma inclinata e formata da una serie di gradini mobili.

Lungo lo sviluppo longitudinale della griglia i rifiuti subiscono dapprima un processo d'essiccamento che avviene nella zona prossima all'alimentazione: le sostanze volatili che si liberano sono in gran parte costituite dall'umidità evaporata ed il rilascio di calore risulta modesto.

Successivamente, sulla parte centrale della griglia, il materiale essiccato, tramite fenomeni di gassificazione e combustione della componente organica, viene convertito in una frazione gassosa ed in un residuo solido. L'aria di combustione viene iniettata sia sotto la griglia (aria primaria, grossomodo nella quantità stechiometrica necessaria per la combustione) sia nella parte alta della camera di combustione (aria secondaria, corrispondente in prima approssimazione all'eccesso d'aria necessario per la combustione); quest'ultima viene utilizzata anche per il controllo della temperatura.

Questo tipo di apparecchiatura è stata concepita per la combustione di RUR e, pur essendo adattabile alla combustione di frazioni combustibili derivate (frazione secca, CDR), presenta dei limiti a tale impiego, legati principalmente all'innalzamento del PCI ed al ridotto contenuto di inerti che rendono problematico il funzionamento della griglia, a meno di non adottare accorgimenti tecnici piuttosto sofisticati.

Il tempo di permanenza del rifiuto sulla griglia deve essere ovviamente tale da garantire il completamento delle diverse fasi del processo di combustione ed è in genere compreso tra 30 e 60 minuti.

Le scorie residue del processo vengono scaricate dalla parte finale della griglia con opportuni sistemi in vasche di accumulo a bagno d'acqua, che provvedono anche al loro raffreddamento.

Per garantire maggior flessibilità al processo, in corrispondenza delle inevitabili variazioni qualitative dell'alimentazione, l'avanzamento del rifiuto è anche regolabile in modo indipendente per ogni zona della griglia (tramite il controllo della velocità di movimento degli elementi mobili).

Il completamento dell'ossidazione dei prodotti di pirolisi e gassificazione presenti nella fase gassosa proveniente dal letto di materiale posto sulla griglia avviene nella zona immediatamente superiore alla griglia stessa, che costituisce la camera di post-combustione. Essa deve fornire un buon mescolamento tra i

gas provenienti dal letto e l'aria secondaria, assicurando quindi allo stesso tempo adeguate condizioni di turbolenza e di disponibilità di ossigeno.

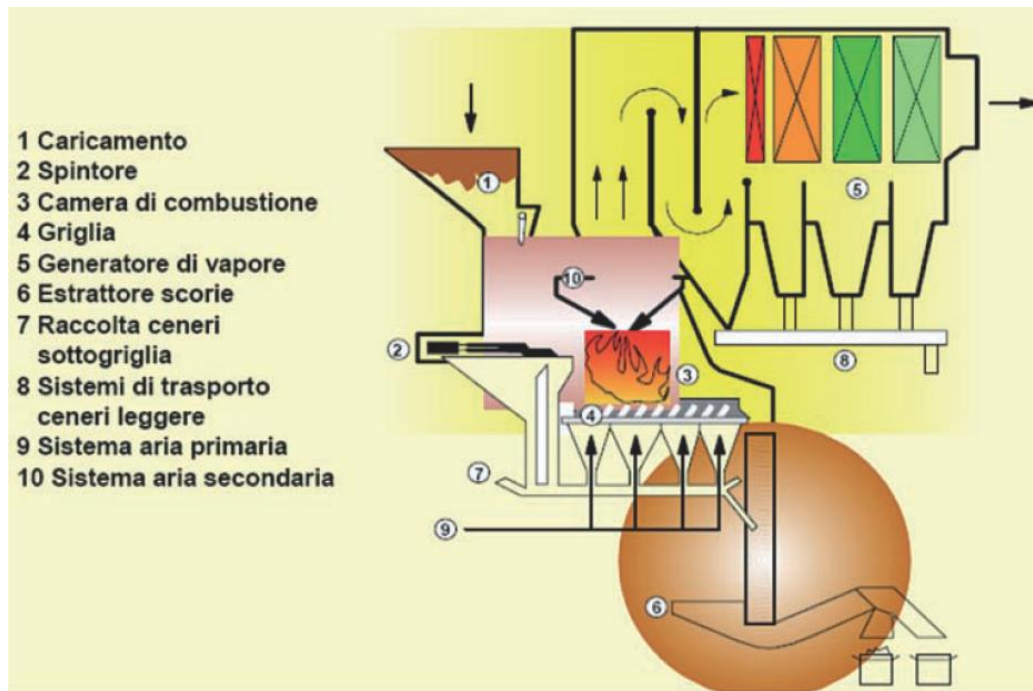


Figura 1.17 - Rappresentazione grafica di un forno a griglia

All'aumento del PCI è da ricondursi la necessità di provvedere ad un raffreddamento delle pareti in alcune zone del forno, per evitare le complicazioni gestionali derivanti dalla formazione d'incrostazioni ("slagging") a seguito di fenomeni di fusione delle scorie.

Livelli di temperatura dell'ordine degli 850-900 °C sono ritenuti sufficienti in corrispondenza di adeguati tenori di ossigeno (6-7%) e turbolenza, a garantire il completamento pressoché totale dell'ossidazione dei componenti organici nei processi di combustione, minimizzando in tal modo le emissioni di macro e microinquinanti.

I forni a tamburo rotante sono costituiti da una camera cilindrica leggermente inclinata (in genere 1-3%) che ruota lentamente attorno al proprio asse. Esso è impiegato principalmente per lo smaltimento di rifiuti di origine industriale (solidi, liquidi, pastosi), anche pericolosi.

A fronte di una semplicità costruttiva e di un'elevata flessibilità per quanto riguarda la tipologia e le caratteristiche dell'alimentazione, tale apparecchiatura presenta degli svantaggi legati essenzialmente al ridotto volume della camera di combustione (che deve essere integrata con una apposita camera di postcombustione separata per il completamento della combustione in fase gassosa) e al fatto che la combustione avviene con modalità pressoché adiabatiche per cui, specie in presenza di rifiuti ad alto potere calorifico, il controllo della temperatura può essere realizzato solo aumentando l'eccesso di aria di combustione e, se necessario, iniettando acqua di raffreddamento. Entrambi questi fattori rendono tale apparecchiatura poco adatta a conseguire elevati livelli di recupero energetico dall'incenerimento di rifiuti.

Le caratteristiche costruttive inoltre presentano un limite in termini di capacità di trattamento che risulta piuttosto ridotta, ostacolo che può solo in parte essere ovviato ricorrendo all'installazione di più unità in parallelo.

Questi fattori danno una chiara spiegazione del motivo per cui tale apparecchiatura abbia avuto scarsa diffusione per il trattamento dei RU.

Il combustore a letto fluido è costituito da una camera di combustione all'interno della quale viene mantenuto un certo quantitativo di materiale inerte (il cosiddetto "letto"), di solito costituito da sabbia, tenuto in sospensione (da qui l'aggettivo "fluido") da una corrente ascendente di aria (che funge anche da comburente) immessa attraverso una griglia di distribuzione posta sul fondo. Il movimento del letto di sabbia garantisce un buon contatto tra il comburente ed il combustibile (cioè i rifiuti), oltre a una notevole uniformità di temperatura e di miscelazione, che contribuiscono a garantire una combustione costante e completa.

Questa apparecchiatura, messa a punto inizialmente nell'industria petrolchimica, è stata adattata successivamente alla combustione di combustibili piuttosto omogenei e di pezzatura ridotta quali appunto i CDR. Non si presta alla combustione di RUR, che debbono come minimo subire un'operazione di triturazione, anche se esistono alcune varianti particolari sviluppate per la combustione di questa tipologia di rifiuti.

Questa tecnologia si è inoltre largamente affermata in altri Paesi per il trattamento di fanghi da depurazione di acque reflue, soprattutto per trattamenti combinati di essiccamento termico ed incenerimento, nei quali il calore recuperato è principalmente destinato alla fase di essiccamento, evitando così l'impiego di combustibili fossili.

In linea generale i reattori a letto fluido, sulla base della pressione d'esercizio, si differenziano in letti fluidi a pressione atmosferica e letti in pressione; questi ultimi applicati a diversi processi in campo industriale, presentano particolare interesse perché consentono la potenziale integrazione fra la fase di trattamento termico e quella di recupero energetico, tramite il loro inserimento come combustori in cicli a turbina a gas.

Tuttavia le attuali problematiche nel trattamento dei gas prodotti prima dell'invio in turbina ne limitano ancora l'applicazione al caso dei rifiuti, per i quali si adottano esclusivamente letti a pressione atmosferica.

Si può ritenere che i combustori a letto fluido presentino, contrariamente a quanto avviene per i forni a griglia, interessanti possibilità di applicazione per combustibili con poteri calorifici elevati e con ridotto tenore di ceneri quali quelli ottenibili tramite da operazioni di selezione e trattamento dei rifiuti urbani (frazione secca dei RU, CDR).

Solitamente gli impianti di termovalorizzazione possono essere rappresentati attraverso i flussi materiali delle tre componenti che lo attraversano:

- il percorso dei rifiuti, che va dall'introduzione di questi nell'impianto fino all'incenerimento in camera di combustione
- il percorso dei gas combusti, dalla loro formazione in camera di combustione all'immissione in atmosfera
- il percorso del fluido di potenza, dalla sua entrata in caldaia fino alla condensazione finale

Di seguito verrà brevemente discusso ognuno di questi percorsi.

1.4.1 Il percorso dei rifiuti

I rifiuti destinati all'incenerimento, trasportati con camion dai luoghi di raccolta all'impianto di smaltimento, vengono gettati nella profonda fossa adibita all'accumulo degli stessi, la cui volumetria è funzione del tempo massimo per cui si vuole rimanere indipendenti dal punto di vista dell'alimentazione di combustibile.

Da qui una grossa benna, comandata da un operatore specializzato, cattura grandi quantità di rifiuto per poi liberarlo sopra una tramoggia, che ha anche il compito di omogeneizzazione.

Successivamente questo viene fatto pervenire in camera di combustione attraverso un processo automatizzato di trasporto, spesso con un nastro trasportatore.

Nella camera di combustione avviene la conversione energetica fondamentale per il processo sia di distruzione del rifiuto sia della futura produzione di energia elettrica: infatti è qui che avviene il passaggio dall'energia chimica contenuta nei legami delle molecole formanti il combustibile a quella termica che servirà successivamente all'evaporazione del fluido di potenza.

È quindi indispensabile un corretto funzionamento del forno, sia per non perdere nulla del PCI del combustibile, magari attraverso combustioni incomplete, sia per minimizzare le emissioni dannose sprigionate dalla combustione stessa.

Sempre nella camera di combustione il rifiuto viene convertito in due entità indipendenti: una parte viene trasformato in ceneri, che possono essere leggere e trasportate assieme al flusso gassoso (e successivamente catturate) oppure pesanti e raccolte sul fondo dopo che precipitano per gravità, e la parte rimanente si trasforma in gas combustibili (di cui si parlerà in seguito).

Le ceneri vengono raccolte in una vasca ed inertizzate; solo successivamente sono inviate in appositi impianti di trattamento, prima di venire stoccate in tutta sicurezza in apposite discariche a loro destinate.

1.4.2 Il percorso dei gas combustibili

All'interno degli impianti di termovalorizzazione è sempre presente una linea di trattamento fumi, allo scopo di ricondurre le emissioni degli inquinanti sottoposti a normative di legge al di sotto dei valori limite, al fine di non incorrere in pesanti sanzioni, che potrebbero addirittura portare alla chiusura dell'impianti stessi per diverso tempo.

L'impatto derivante dal trattamento termico dei rifiuti è costituito principalmente dalle emissioni di polveri e di sostanze inquinanti nell'atmosfera: questi possono essere classificabili come macro e microinquinanti.

Con il termine macroinquinanti si individuano le sostanze presenti nei fumi in concentrazioni dell'ordine dei mg/Nm³, quali le polveri, gli ossidi di zolfo (principalmente anidride solforosa, SO₂) e di azoto (NO_x), il monossido di

carbonio (CO), il carbonio organico totale (COT o TOC) e gli acidi alogenidrici, essenzialmente acido cloridrico (HCl) e acido fluoridrico (HF).

Con il termine microinquinanti si individuano, invece, quelle sostanze, presenti nelle emissioni in concentrazioni di molto inferiori, che includono sia specie inorganiche come i metalli pesanti (cadmio, cromo, mercurio, piombo e nichel tra i principali) che organiche come le policloro-dibenzodiossine (PCDD), i policloro-dibenzofurani (PCDF) e gli idrocarburi policiclici aromatici (IPA).

Vi sono numerosi componenti atti alla depurazione dei fumi e diverse configurazioni impiantistiche possono essere adottate. Schematicamente le tecniche adottate sono le seguenti.

- Depolverazione: attraverso filtri elettrostatici (ESP), filtri a maniche, cicloni
- Rimozione gas acidi: sistemi a secco (il cui reagente è calce o bicarbonato di sodio), sistemi a semisecco (utilizzanti come reagente latte di calce) e sistemi ad umido (con reagente soda)
- Riduzione ossidi di azoto (sistemi DeNO_x): tramite azione selettiva non catalitica (SNCR) o catalitica (SCR)

Per quanto riguarda le soluzioni impiantistiche, sono possibili molteplici combinazioni, in linea di massima tutte valide. Si descrive di seguito quella seguita maggiormente.

I fumi uscenti dalla caldaia, dopo che hanno ceduto gran parte del loro contenuto entalpico al fluido di potenza, hanno una temperatura intorno ai 200 °C e incontrano il sistema di rimozione polveri. La depurazione viene nella maggior parte dei casi eseguita con sistemi di rimozione meccanica, ma sono possibili anche sistemi ad umido, in grado di abbattere contestualmente anche altri tipi di inquinanti.

I cicloni sono dei condotti, opportunamente sagomati, efficienti soprattutto con le particelle più pesanti, che separano le ceneri sfruttando la gravità: si usano per questo come primi sistemi di rimozione.



Figura 1.18 - Rappresentazione grafica di un ciclone

In sostituzione a questi può essere presente una o più batterie di filtri elettrostatici: questi utilizzano un campo elettrostatico per separare le particelle, caricate nella sezione di ingresso del filtro, e farle precipitare sulla superficie di raccolta.

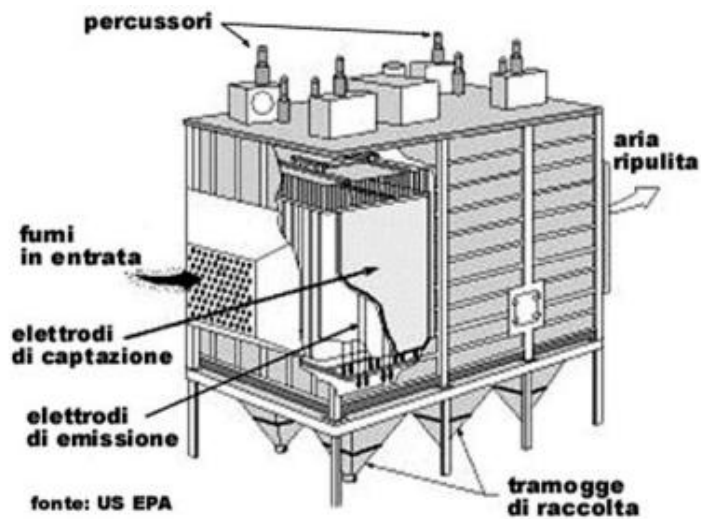


Figura 1.19 - Rappresentazione grafica di un ESP

A valle di uno di questi due componenti si trovano i filtri a maniche: hanno rendimenti elevatissimi alla cattura di particelle di dimensioni ridotte. I

dispositivi filtranti a tessuto impiegati sono generalmente formati da un mezzo filtrante e una struttura di supporto, da un involucro esterno a tenuta, da un sistema di pulizia del tessuto dallo strato di polvere accumulatosi e da una serie di tramogge per la raccolta delle polveri. Di norma il fluido carico di polveri entra dalla parte inferiore e risale lungo i filtri attraversandoli dall'esterno all'interno. Il passaggio attraverso il tessuto determina, grazie all'azione congiunta di diversi meccanismi, la depolverazione della corrente gassosa che esce dagli scarichi posti nella parte superiore dell'apparecchiatura.

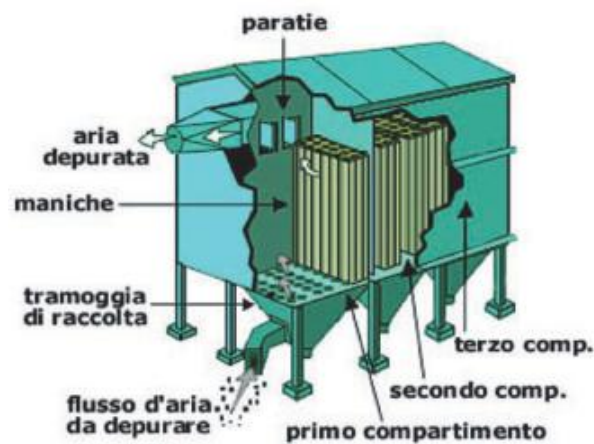


Figura 1.20 - Rappresentazione grafica di un filtro a maniche

La scelta del materiale filtrante è legata alle caratteristiche chimiche e fisiche dell'effluente gassoso da trattare; alte temperature, ad esempio, portano ad escludere le fibre naturali ed alcune fibre sintetiche. I principali materiali impiegati sono sia naturali (come lana e cotone) che sintetici (teflon). Quest'ultimi danno elevate caratteristiche di resistenza meccanica, chimica e termica a fronte di costi maggiori. Un sistema di martelli meccanici gestisce lo scuotimento delle superfici captanti, in modo che le polveri cadano per gravità nelle tramogge sottostanti.

Spesso tra il primo sistema di depolverazione e i filtri a maniche è interposto un reattore che vede l'ingresso di specie molto reattive, come idrossidi di calcio e carboni attivi, con il compito di abbattere ulteriormente lo sporco tramite la formazione di sali che vengono raccolti in parte sul fondo del reattore ed in parte dai filtri a maniche posti a valle. In questa sezione preliminare vengono abbattuti anche molti dei metalli pesanti presenti nei fumi.

Successivamente si trova la sezione per l'abbattimento dei macroinquinanti. È presente solitamente una torre ad umido per l'abbattimento dei gas acidi (su tutti HCl, HF e SO_x). Questa vede l'introduzione di acqua in una prima parte del reattore e soda mista ad acqua nella seconda sezione: a valle di questo reattore, che vede un forte abbattimento della temperatura dei gas, si hanno gas "puliti" con la sola presenza residua di NO_x.

A questo proposito viene installato un reattore DeNO_x di tipo catalitico o non catalitico (quest'ultimo il più usato).

I sistemi SCR sono costituiti da un reattore nel quale viene iniettata ammoniaca nebulizzata (NH₃) che reagisce con gli ossidi di azoto su opportuni supporti catalitici, realizzando come prodotti azoto molecolare ed acqua. Sono sistemi costosi, ma permettono un drastico abbattimento degli NO_x: è stato dimostrato recentemente anche un loro forte contributo nella cattura delle diossine. Può essere iniettata urea al posto della ammoniaca, ma occorrono temperature elevate (circa 300 °C) per permettere alla prima di scomporsi in CO₂ e NH₃.

I sistemi SNCR consistono invece in un'iniezione di una soluzione acquosa di reagente (urea o ammoniaca) all'interno del generatore di vapore, in un campo di temperature comprese, di norma, tra gli 850 e i 1050 °C. Il sistema SNCR è caratterizzato da una minore complessità impiantistica e gestionale rispetto a quello SCR, con costi oltretutto accettabili. I livelli di abbattimento riscontrati variano tra il 50 ed il 70% (sufficienti per il rispetto degli attuali limiti normativi), con eccessi di reagenti variabili tra il 20 e l'80%.

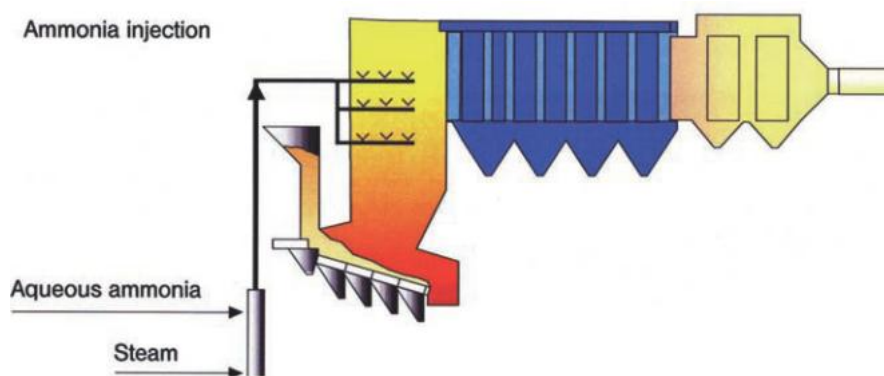


Figura 1.21 - Schema grafico di un SNCR

Infine, a seconda dello schema impiantistico usato, sono necessari uno o più scambiatori di calore gas-gas, con lo scopo di permettere a ciascun componente

il funzionamento alla temperatura ottimale e un'uscita dei fumi intorno ai 130 °C, al fine di impedire la formazione del pennacchio. Tra l'ultimo componente per il trattamento fumi e il camino è interposto un ventilatore, mentre all'interno dello stesso sono presenti ascensori e sistemi di controllo on-line delle emissioni.

1.4.3 Il percorso del fluido di potenza

Il recupero energetico dal processo di combustione può avvenire sia mediante la produzione di energia elettrica, sia energia termica oppure con il recupero combinato di entrambe le forme di energia (cogenerazione).

La sezione di recupero di un termovalorizzatore convenzionale è costituita principalmente da un turboalternatore, un gruppo costituito da una turbina a vapore accoppiata direttamente ad un alternatore: qui avviene la conversione dall'energia posseduta dal fluido termovettore, che percorre il ciclo termico, in energia elettrica.

Il ciclo termico si compone solitamente di un collettore per l'acqua destinata alla caldaia, delle pompe d'alimento, di un degasatore, dei preriscaldatori d'acqua (rigeneratori), degli scambiatori per il riscaldamento dell'acqua destinata al teleriscaldamento (se presente), delle pompe di estrazione condensato e di un condensatore (ad aria o acqua).

Se l'impianto fornisce il servizio di teleriscaldamento, parte dell'energia termica fornita dalle caldaie dovrà servire a fornire calore e acqua calda sanitaria ad un numero significativamente importante di unità immobiliari.

Lo schema di processo vede una parte di vapore estratto da un opportuno spillamento entrare in uno scambiatore e scaldare l'acqua di teleriscaldamento (cogenerazione tramite spillamento), oppure che l'espansione in turbina venga conclusa ad una pressione più alta rispetto a quella di condensazione nominale e tutto il vapore venga inviato in opportuni scambiatori per rendere disponibile l'energia termica (cogenerazione con funzionamento in contropressione).

Di seguito sono mostrati i flussi termici per un impianto di termovalorizzazione convenzionale che produce solo energia elettrica e per uno cogenerativo.

Tabella 1.1 - Distribuzione dei flussi energetici tipici per un moderno impianto di termovalorizzazione di sola energia elettrica

Flussi energetici	%
Flusso in ingresso all'impianto di combustione	100
Flusso in uscita dall'impianto di combustione (gas combusti)	12
Flusso in uscita dall'impianto di combustione (perdite e scorie)	8
Flusso in ingresso al ciclo termico	80
Autoconsumi elettrici e post-riscaldamento dei fumi	4
Calore smaltito	55
Energia elettrica netta prodotta	21

Tabella 1.2 - Distribuzione dei flussi energetici tipici per un moderno impianto di termovalorizzazione a cogenerazione

Flussi energetici	%
Flusso in ingresso all'impianto di combustione	100
Flusso in uscita dall'impianto di combustione (gas combusti)	12
Flusso in uscita dall'impianto di combustione (perdite e scorie)	8
Flusso in ingresso al ciclo termico	80
Autoconsumi elettrici e post-riscaldamento dei fumi	4
Perdite	3
Energia termica netta prodotta	55
Energia elettrica netta prodotta	18

1.4.4 Punti a sfavore degli impianti di termovalorizzazione

Spesso numerose critiche vengono mosse, sia da parte di comuni cittadini che da addetti ai lavori, agli impianti di termovalorizzazione. I primi soprattutto per quanto concerne le emissioni inquinanti, i secondi criticando il fatto che questi impianti sono contraddistinti da rendimenti generalmente inferiori a quelli propri di centrali di produzione energetica all'avanguardia.

Entrambe queste asserzioni, però, sono prive di fondamento, se si effettuano le seguenti considerazioni.

Innanzitutto, è dimostrato che le emissioni che contraddistinguono i termovalorizzatori moderni siano inferiori in molti casi a quelle di molti impianti per la generazione di potenza elettrica, soprattutto data la severità normativa a cui sono soggetti.

Secondariamente, occorre ricordare che impianti di questo tipo non sono progettati con lo scopo primario di produrre energia elettrica o termica, ma costituiscono l'alternativa più concreta alle discariche nella lotta all'annoso problema dei rifiuti: l'elettricità o l'energia termica sono considerati come "sottoprodotti", in quanto il prodotto principale è considerato la "termodistruzione dei rifiuti". Ciononostante, è un dovere per la comunità ingegneristica ricavare da questo processo il massimo ottenibile che, comunque vadano le cose, non sarà mai ai livelli di impianti a carbone o a gas naturale.

Alcune precisazioni riguardo a questa impossibilità sono quindi qui di seguito esposte.

Tendenzialmente le dimensioni dei termovalorizzatori sono limitate (ad eccezione di rari casi, come quello di Brescia), in funzione del bacino di raccolta di cui dispongono. Infatti, in recepimento di una normativa europea, per quanto possibile ogni provincia deve farsi carico dello smaltimento dei rifiuti da essa stessa prodotta. Questo fatto impone che le taglie più grandi degli impianti siano comprese tra i 50 e i 60 MW_{el}. Con queste potenzialità, nettamente distanti dai grandi impianti di potenza, i rendimenti non possono che essere nettamente più bassi.

Con impianti piccoli, non potendo usufruire del fattore di scala che agevola enormemente impianti di grandi dimensioni, le voci di costo pesano in maniera maggiore e quindi occorre, ove possibile, rinunciare a costosi investimenti che potrebbero alzare il rendimento elettrico dell'impianto: ne sono un esempio l'assenza del risurriscaldamento e la presenza di una linea di rigenerazione molto ridotta o qualche volta assente.

Altri svantaggi insiti nelle piccole dimensioni degli impianti sono costituiti dalle dispersioni termiche dei forni, dato il loro rapporto superficie/volume inferiore, il peso maggiore che gli ausiliari hanno sull'autoconsumo e i rendimenti isoentropici minori delle turbine: tutte realtà che decurtano ulteriori punti di rendimento.

Inoltre, il carattere acido della combustione porterebbe ad evitare addirittura l'adozione del semplice surriscaldamento: ove è presente, questo sarà soggetto a operazioni di manutenzione programmata frequenti, che incrementeranno la voce di costo O&M.

Altri aspetti sono determinati dai moderati valori termodinamici adottati. La temperatura del vapore all'uscita del surriscaldatore è limitata a 400 – 410 °C per problemi di corrosione; conseguentemente la pressione massima è limitata a

40 – 45 bar, al fine di evitare una presenza eccessiva di acqua liquida negli ultimi stadi di espansione della turbina, che ne comprometterebbero la vita utile. La pressione di condensazione non è mai inferiore a 0,1 bar, per contenere i costi del condensatore: per risparmiare ulteriormente ci si può spingere fino a 0,2 bar, con ricadute però ancora più negative sul rendimento.

La temperatura dell'acqua all'ingresso dell'economizzatore si attesta sui 110 – 140 °C: temperature inferiori renderebbero probabile la condensazione di sostanze acide contenute nei fumi a carattere fortemente corrosivo.

Tutti i motivi sopracitati influiscono in modo determinante sul rendimento elettrico dell'impianto, che in questo modo si attesta su valori vicini al 25% per gli impianti più virtuosi, poco più della metà del rendimento di moderni impianti a carbone o turbogas, quasi la metà di quello dei migliori cicli combinati.

2 Il teleriscaldamento (TLR) e la cogenerazione

2.1 Premessa

Secondo la definizione data dall'associazione AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, [4]) si indica con il termine "teleriscaldamento" un sistema costituito da una rete atta al trasporto e alla consegna di energia termica generata in una centrale di produzione.

La rete di teleriscaldamento deve essere a disposizione della comunità urbana e fornire il servizio a diversi edifici, sia di carattere pubblico che privato. Il reticolo di tubazioni viene posato prettamente in suolo pubblico, salvo concessioni particolari, e deve essere in grado di allacciare qualsiasi tipologia di struttura lo richieda evitando discriminazioni di ogni genere.

L'erogazione di energia termica al cliente finale deve essere previamente regolata a mezzo di un contratto nel quale vengano specificate le condizioni tecniche ed economiche del rapporto di fornitura.

Nel caso considerato la generazione di energia termica viene ottenuta mediante assetto cogenerativo nella centrale di termovalorizzazione sita nel comune di Valmadrera di proprietà di Silea S.p.A. La suddetta centrale è alimentata in prevalenza da RSU e da una percentuale inferiore di rifiuti ospedalieri e di altri rifiuti speciali. Al fine di garantire il servizio in qualsiasi condizione, nel caso si verificano fermate impreviste o durante i periodi di fermata programmata di una delle due linee di alimentazione dei forni, la centrale deve essere affiancata da una caldaia integrativa a gas di potenza pari a quella erogata in rete nella condizione di massima richiesta. In tal modo il sistema ausiliario è in grado di coprire la domanda energetica delle utenze senza creare disagi ai clienti né l'impianto di incorrere in sanzioni.

La caldaia può essere sfruttata anche per la copertura dei picchi a cui immancabilmente è soggetta la richiesta termica nel corso della giornata. Sfruttando tale sistema, la turbina potrebbe funzionare in condizioni di carico costante senza supplire a repentine variazioni di portata dovute a una richiesta di maggior potenza con la conseguenza di un rendimento energetico nettamente migliore e di stress termo-meccanici inferiori.

In aggiunta ad essa il sistema di teleriscaldamento può essere integrato da un sistema di accumulo che viene riempito durante le ore di produzione superiore alla richiesta termica e svuotato quando questa eccede la potenza cogenerabile della centrale.

Come si vedrà nel capitolo 6, per la scelta di gestione dei rifiuti, non sarà possibile effettuare l'accumulo durante la notte ma sarà necessario procedere al riempimento del livello del serbatoio durante la giornata. In tal modo nelle ore in cui l'energia elettrica è maggiormente valorizzata l'impianto cogenera la sua massima potenza, producendo anche energia elettrica. Parte dell'energia termica è sfruttata per il soddisfacimento della domanda delle utenze e parte per accrescere il livello dell'accumulo.

La conversione della centrale di produzione in assetto cogenerativo può avvenire secondo due differenti tipologie:

- Funzionamento a spillamento
- Funzionamento a contropressione

La scelta dipende in gran parte dalla richiesta termica della rete di teleriscaldamento. Nel caso da noi esaminato non conviene convertire la turbina nel funzionamento a contropressione perché la domanda estiva risulta molto inferiore a quella invernale. Inoltre solo poche utenze, quattro nello specifico, sono dotate di frigoriferi ad assorbimento per il raffrescamento estivo quindi questo comporterebbe uno spreco energetico che potrebbe, invece, essere sfruttato per la produzione elettrica.

Il fluido di lavoro, il vapore che evolve in turbina, cede calore nello scambiatore shell and tube al fluido termovettore che viene poi pompato nella rete di distribuzione fino alle utenze utilizzatrici. I fluidi che risultano più sfruttati nel sistema di teleriscaldamento sono:

- acqua calda (al di sotto dei 100 °C)
- acqua calda surriscaldata (con temperatura superiore a 100 °C, opportunamente pressurizzata)

- olio diatermico

Si riporta, per immediata comprensione visiva, un grafico riassuntivo dei fluidi termovettore più sfruttati negli impianti realizzati in territorio italiano.

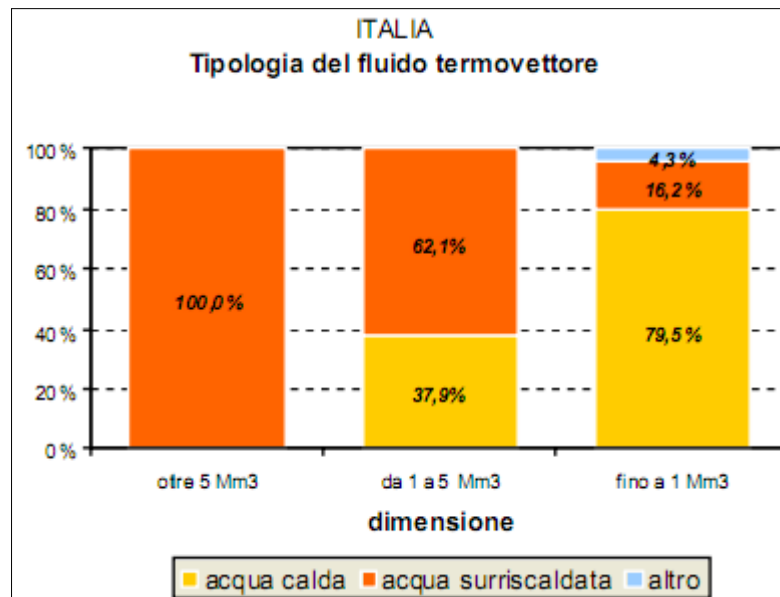


Figura 2.1 - Tipo di fluido termovettore utilizzato in funzione della volumetria teleriscaldata

Nel caso da noi trattato si è scelto di sfruttare acqua calda surriscaldata ad una temperatura di circa 120 °C con ritorno alla centrale ad una temperatura intorno agli 70 °C¹.

2.2 Pro e contro del teleriscaldamento urbano

La realizzazione di una rete di teleriscaldamento comporta numerosi benefici sia per il cliente finale che per la collettività. Generalmente la posa delle tubazioni viene realizzata in un ambiente urbano in cui la densità delle potenziali utenze allacciabili risulti elevata sicché l'investimento si dimostri economicamente favorevole sia per l'azienda distributrice che per il cittadino beneficiario.

¹ Sotto consiglio dell'ingegner Magnelli, che ha seguito molti casi analoghi, e trovando riscontro in letteratura, abbiamo optato per questa coppia di valori.

Il servizio di fornitura deve essere disponibile in qualsiasi momento della giornata perché il fluido termovettore è in continua circolazione nelle condotte. Durante il periodo notturno, quando la domanda cala sensibilmente, è ridotta la portata d'acqua circolante nelle condotte: così facendo, ne deriva una diminuzione delle perdite di carico e della conseguente prevalenza fornita dalle pompe.

Le caldaie a gas, che soppravvengono al riscaldamento delle abitazioni, qualora il cliente scelga di effettuare l'allacciamento alla rete, sono sostituite da scambiatori di calore a piastre di dimensioni minime, molto compatti, soggetti a rischi pressoché nulli di incendi o esplosioni. Situazione a vantaggio della sicurezza stessa dei cittadini che condividono l'edificio e i benefici ambientali concernenti alla diminuzione delle emissioni inquinanti. I componenti a piastre sono sistemi che richiedono una manutenzione nettamente inferiore rispetto alle caldaie a gas, ulteriore beneficio che porta alla conseguenza di avere minori costi di manutenzione. Le tubazioni sono sistemi soggetti a un pressione minima garantiti per una vita utile di almeno 30 anni. In essi circola semplice acqua calda senza contenuto di sostanze inquinanti o nocive per l'individuo stesso, situazione che porta alla riduzione di incidenti domestici causati da fughe di gas. Nel caso si prenda in esame una realtà condominiale la tipologia di allacciamento risulta di duplice possibilità.

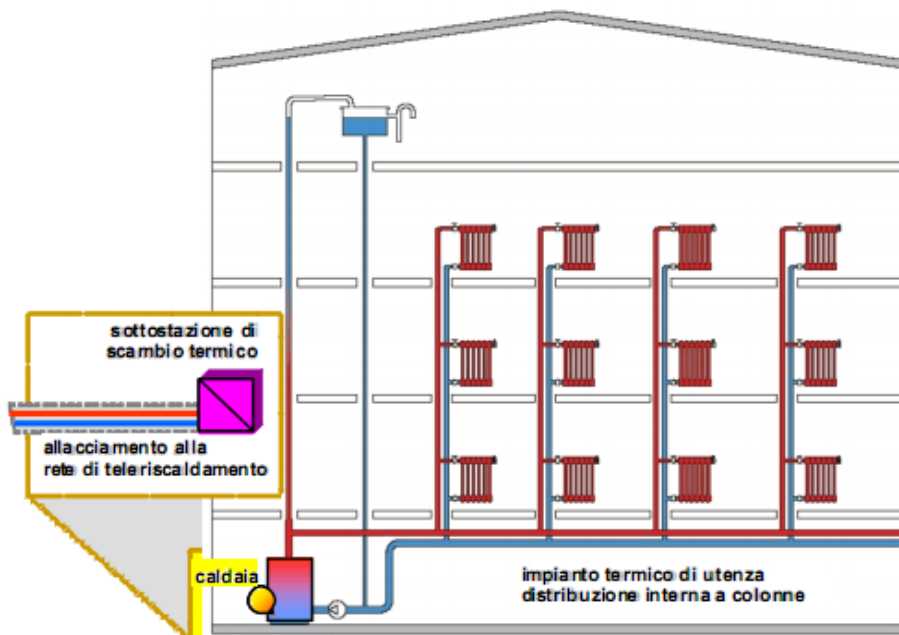


Figura 2.2 - Layout ottenuto al momento del passaggio al sistema di teleriscaldamento

In un primo caso la caldaia centralizzata, che serviva l'intero palazzo, è sostituita da una sottostazione di scambio a cui fanno capo i tubi di mandata e ritorno di ogni singola abitazione.

In alternativa si può prevedere uno scambiatore dedicato, di dimensioni inferiori, installato in ogni appartamento. In questo secondo layout si ha il vantaggio di una regolazione individuale, a seconda delle esigenze dell'utente, della temperatura di riscaldamento. Nel caso primario, al contrario, la scelta della temperatura dei corpi scaldanti deriva da un compromesso degli inquilini dei singoli locali.

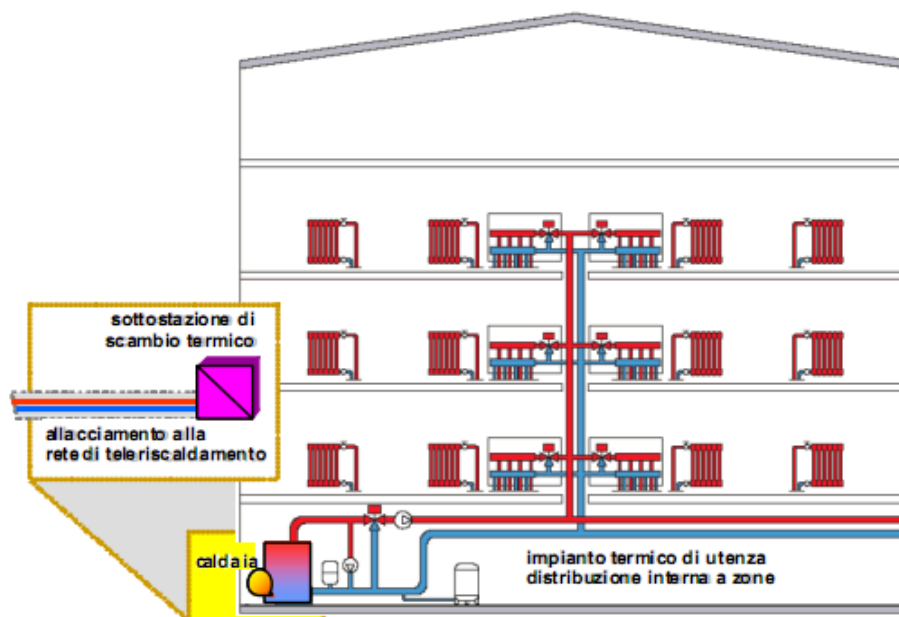


Figura 2.3 - Layout con scambiatori dedicati per ogni singolo appartamento

In conclusione, il vantaggio più interessante per il cliente finale consiste nel risparmio economico derivante dal valore dell'IVA applicata al servizio, pari al 10%, che risulta inferiore rispetto all'utilizzo precedente di gas.

2.2.1 La rete di distribuzione

La rete di distribuzione è costituita da tubazioni realizzate in acciaio inossidabile con rivestimento isolante in poliuretano espanso. Il complesso del tubo è racchiuso in una guaina nera di polietilene. In Figura 2.4 è riportata la sezione

trasversale di una condotta per mostrare la diversa distribuzione dei materiali e i sistemi di controllo in essa inseriti.



Figura 2.4 – Rappresentazione della sezione trasversale di un tubo per il teleriscaldamento

Le tubazioni sono apparecchiature in pressione e, come tali, devono essere realizzate secondo la normativa PED [5], mentre per la messa in esercizio, uso e manutenzione, si fa riferimento al Decreto Ministeriale 329/04 e relative modifiche. Tale norma sancisce che all'atto della posa dell'apparecchiatura venga inviata una dichiarazione di messa in servizio all'A.S.L.(Azienda Sanitaria Locale) referente ed all'I.S.P.E.S.L.(Istituto Superiore per la Prevenzione E per la Sicurezza sul Lavoro). Tali enti saranno incaricati di effettuare i dovuti controlli al fine di verificare l'idoneità delle superfici e dei materiali secondo la normativa vigente. Viene effettuata una verifica di integrità della tubazione perché non presentino alcuna forma di corrosione localizzata e previo utilizzo sono ripulite meccanicamente, generalmente mediante sabbiatura, secondo il procedimento indicato dalla norma UNI 253. La saldatura longitudinale sul tubo di acciaio è sottoposta a prova non distruttiva ad ultrasuoni. La superficie esterna deve essere accuratamente ripulita dalla presenza di olio, grasso, pittura e sporcizia per migliorare la coesione con la schiuma di poliuretano. Un'ulteriore esame viene condotto relativamente al funzionamento in modo da verificare la corrispondenza tra lo stato di servizio della condotta e ciò che è stato riportato nella dichiarazione di messa in servizio. In figura sottostante si riporta un'immagine del componente assemblato.



Figura 2.5 - Composizione del tubo costituente la rete di teleriscaldamento

Durante la vita utile della tubazione, a distanza di precisi intervalli di tempo secondo quanto specificato nella normativa, vengono ripetuti i controlli di verifica dell'integrità e del funzionamento della struttura,

La scelta dei diametri è soggetta alle dimensioni standard presenti in commercio, [6] e [7]. La scelta di misure personalizzate è a discrezione dell'azienda produttrice, in base alle richieste del cliente. Normalmente, nella progettazione delle reti di teleriscaldamento, la scelta del diametro della tubazione tende ad essere quella successiva arrotondata per eccesso, spesso aumentata di un valore pari al 30% di quella reale. Tale decisione è giustificata dal fatto che le reti realizzate possono essere soggette a continue espansioni per cui l'allacciamento di altre utenze deve essere possibile senza modificare la dorsale principale esistente.

Il sistema di distribuzione di una rete di teleriscaldamento può essere di tipo diretto o indiretto. Nel primo caso esiste un unico sistema idraulico che collega la centrale di produzione e l'utenza da servire: il vapore in uscita di turbina rappresenta il fluido termovettore che soddisfa la richiesta termica degli edifici allacciati. Tale soluzione presenta i vantaggi di avere minori perdite di calore e costi di investimento.

Il secondo tipo, invece, prevede la realizzazione di due circuiti separati: uno proprio dell'utenza e un altro in uscita dalla centrale, posti in contatto tramite uno scambiatore, generalmente a piastre se si tratta di potenze termiche non troppo elevate, che realizza la cessione del calore necessario al servizio. Questa

diversa scelta impiantistica è soggetta a maggiori perdite di calore e più elevati costi di investimento ma include discreti vantaggi, tra cui:

- semplificazione della manutenzione
- individuazione immediata di eventuali perdite
- uso di componenti a bassa pressione per l'impianto del cliente
- regolazione più efficiente
- maggior rigore nella contabilizzazione del calore

Gli impianti indiretti sono i più sfruttati in Italia mentre quelli diretti sono utilizzati nelle zone dell'Europa Orientale e della Germania.

Le configurazioni realizzabili per una rete di teleriscaldamento sono essenzialmente tre:

- ad albero, o ramificata
- ad anello
- a maglie

La prima soluzione prevede che la dorsale principale, in uscita dalla centrale, percorra le zone contigue alle utenze maggiori per poi diramarsi in diversi sottopercorsi destinati al raggiungimento delle utenze minori.

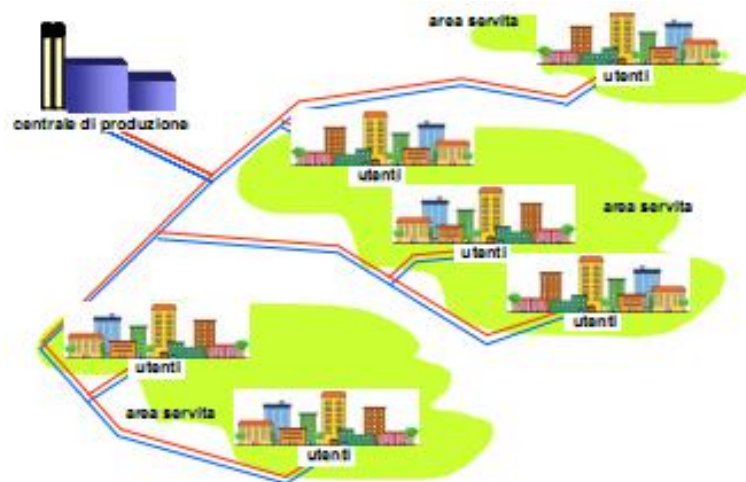


Figura 2.6 - Esempio di configurazione di rete ad albero

La tipologia ad anello, come mostrato in Figura 2.7, è formata da un unico circuito chiuso che può essere percorso in entrambi i sensi. Il circuito di mandata e quello di ritorno sono, perciò, in parallelo e in qualsiasi punto dell'anello possono essere realizzate le diramazioni secondarie. Tale configurazione presenta il vantaggio di una maggior affidabilità e la possibilità di realizzare estensioni future. Inoltre, qualora si verifici un problema, la fornitura del servizio non è sospesa ma l'acqua viene fatta fluire nel senso opposto, garantendo costantemente la copertura del carico.

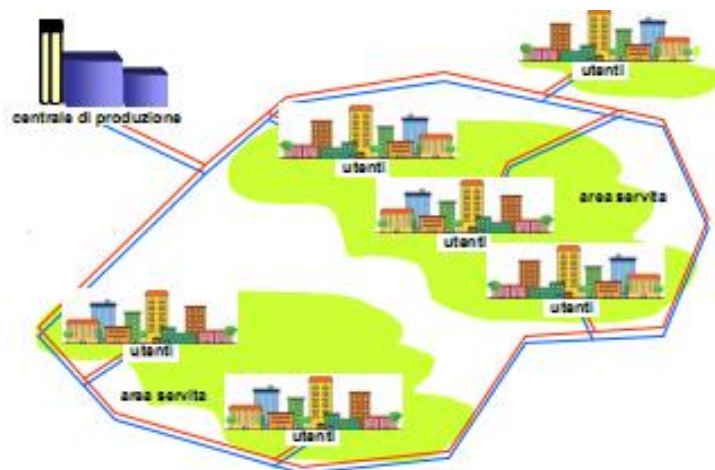


Figura 2.7 - Esempio di configurazione di rete ad anello

La rete a maglie è costituita da più anelli chiusi in contatto tra loro in punti diversi e alimentata da un minimo di due centrali di produzione, in funzione dell'estensione della rete. Essa presenta un'affidabilità assai maggiore della precedente configurazione e la possibilità di ulteriori ampliamenti. Lo svantaggio principale risiede nei costi maggiori di investimento e pertanto è sfruttata solo nelle situazioni in cui si ha un'elevata densità di utenze.

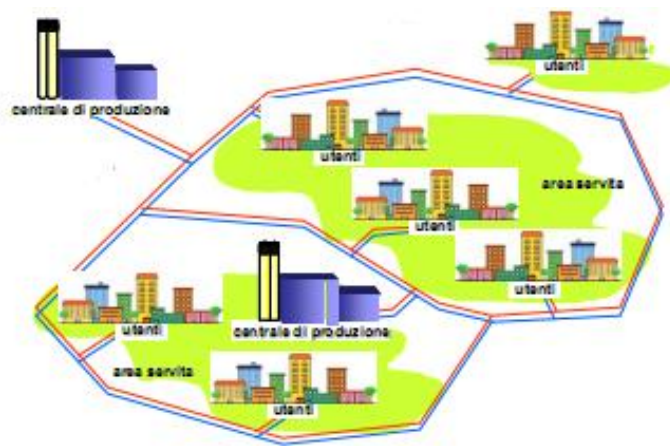


Figura 2.8 - Esempio di configurazione di rete a maglie

2.3 Componenti impiantistici per la rete TLR

Le tubazioni costituiscono la parte fondamentale della rete di teleriscaldamento, ma, oltre ad esse, sono presenti ulteriori componenti opportunamente dimensionati e progettati per le esigenze del sistema suddetto.

2.3.1 Giunti

I punti di congiunzione tra le diverse tubazioni sono ottenuti mediante saldatura e costituiscono i luoghi di discontinuità termica della rete. La parte saldata deve, infatti, essere rivestita con schiuma poliuretanicca nel rispetto della norma EN 253, che contiene anche i dettami per la realizzazione delle tubazioni. L'isolante è colato in loco durante la realizzazione dei lavori di posa e le giunzioni devono presentare le stesse caratteristiche, in termini di conducibilità termica e spessore, del resto della rete.

La vita utile di tali giunti garantisce l'integrità per circa 30 anni, la medesima della tubazione del teleriscaldamento.

2.3.2 Scambiatori di calore

Gli scambiatori di calore sono i componenti in cui i due fluidi, con riferimento a un circuito indiretto, scambiano energia termica per adempiere alla richiesta energetica dell'utenza. La tipologia più sfruttata è quella a piastre, formata appunto da piastre corrugate in acciaio inossidabile che vengono tra loro a contatto solo in alcuni punti. La tenuta è assicurata da guarnizioni in gomma, o altri materiali, non essendo in presenza di fluidi corrosivi, al contrario sarebbe stato necessario ricorrere a saldatura. La disposizione dei flussi è in controcorrente essendo quella che garantisce il miglior scambio termico.

La scelta di tale scambiatore è vantaggiosa in termini del minor ingombro, trattandosi di un componente molto compatto e, in ogni momento, possono essere aggiunte piastre per aumentarne la potenza, nel caso in cui la domanda energetica dell'edificio aumenti. Presenta elevati coefficienti di scambio termico dovuti al grado di turbolenza che si crea nei canali attraversati dal fluido e presenta una resistenza meccanica fino a pressioni di 25 bar e temperature di 200 °C. L'unico svantaggio consiste nell'estrema sensibilità allo sporco delle superfici interne ma, per contro, la facilità di smontaggio rende tale problema poco preoccupante.

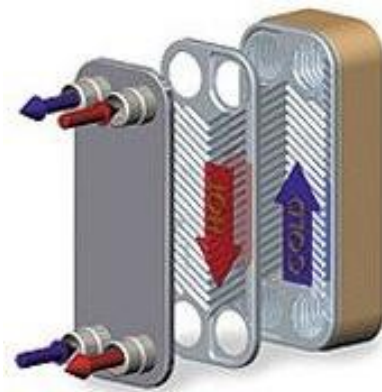


Figura 2.9 - Rappresentazione esplosa di uno scambiatore a piastre

Diversamente lo scambiatore posizionato in centrale sarà di tipo shell & tube perché le maggiori portate da elaborare e le pressioni da sopportare rendono

necessario un componente più resistente. Per ogni ramo uscente dalla centrale dovrà essere dimensionato uno scambiatore ad esso dedicato. L'ipotesi impiantistica proposta nel corso della trattazione prevederà un ramo diretto a servire i comuni di Valmadrera, Malgrate e Lecco, e un altro indipendente per il raggiungimento di Civate. In tal caso sarà quindi necessario dimensionare due scambiatori dedicati.

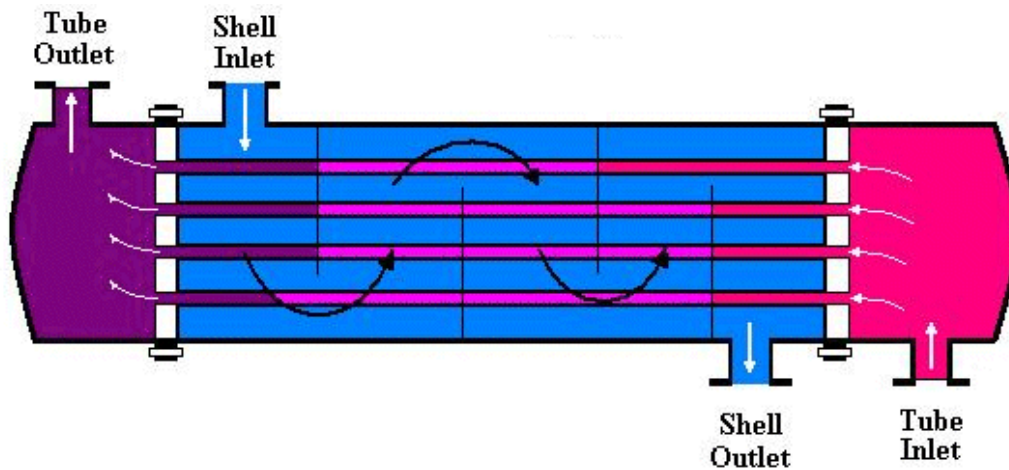


Figura 2.10 - Rappresentazione di uno scambiatore shell & tube

2.3.3 Stazioni di pompaggio

La stazione di pompaggio è costituita da un'elettropompa di circolazione. Il sistema funziona in controllo automatico, in modo tale da essere in grado di compensare le perdite di pressione della rete. Esso è posizionato a valle di ognuno degli scambiatori presenti in centrale. L'ubicazione a valle è dettata dalla possibilità di sfruttare una maggior prevalenza della pompa senza superare il limite massimo di pressione tollerabile dai tubi. All'interno dello scambiatore si avranno delle perdite di carico, perciò la pressione registrata a monte risulterà maggiore di quella in uscita, quindi posizionare la pompa prima del componente significherebbe "perdere" parte della prevalenza all'interno dello scambiatore. Sono stati spesso adottati con successo sistemi di regolazione della velocità delle pompe basati su inverter (VSD), per ridurre i notevoli consumi elettrici di pompaggio.

Qualora la tubazione principale risultasse eccessivamente lunga o si fosse in presenza di un dislivello geodetico di consistente entità si dovranno prevedere

delle sottostazioni di pompaggio in modo da assicurare l'opportuna equilibratura del tracciato.

Il dimensionamento dei vari gruppi di pompaggio avviene in relazione alla potenza a pieno carico, ossia ricavata dalla somma delle perdite termiche e di carico calcolate. Quindi si avranno, nella realtà di esercizio, velocità e pressioni minori rispetto a quelli di progetto che garantiranno un certo margine di sicurezza relativo al raggiungimento della pressione massima.

Tale componente non può essere soggetto a variazioni di portata eccessive e, per tale ragione, vengono installate tre pompe in parallelo. Due sono necessarie alla fornitura del servizio e possono essere funzionanti entrambe, nelle condizioni di pieno carico, o solamente una in situazioni di carico parziale. Con questo accorgimento si cerca di far lavorare il componente in condizioni più vicine possibili a quelle di progetto. La terza pompa ha lo scopo di sopperire a eventuali guasti o malfunzionamenti di una delle altre due, in modo che non si verifichi l'interruzione del servizio.

Essendo la rete di teleriscaldamento un circuito chiuso il dimensionamento della stazione di pompaggio viene effettuata sommando:

- Perdite di carico distribuite e concentrate della rete
- Perdita di carico della sottostazione d'utenza
- Perdite di carico subite in centrale e nello scambiatore shell and tube
- Pressione minima di saturazione dell'acqua alla temperatura minima dell'acqua nel circuito
- Perdita di pressione dovuta al dislivello geodetico

Il valore risultante rappresenta il valore della pressione di mandata della pompa. Avendo a disposizione questi dati è possibile conoscere anche il valore della pressione di aspirazione, inferiore rispetto alla mandata.

2.3.4 Vaso d'espansione

Il vaso d'espansione è un componente idraulico presente in tutti i circuiti chiusi in pressione. Il suo compito è quello di contenere le variazioni di pressione

dovute alle dilatazioni termiche subite dal fluido, evitando aumenti repentini di volume che andrebbero a sollecitare eccessivamente la superficie interna delle tubazioni.

Il vaso può essere di duplice tipologia:

- Vaso d'espansione aperto
- Vaso d'espansione chiuso

Il primo è a diretto contatto con l'ambiente esterno quindi deve essere posizionato nel punto geodeticamente più alto della rete e può essere sfruttato, se necessario, per il rabbocco del circuito.

Il secondo tipo è formato da una struttura rigida bipartita in camere di volume diverso: una contenente il fluido termovettore incompressibile, nel nostro caso l'acqua, e l'altra riempita di aria o altro gas comprimibile precaricato ad una determinata pressione. La divisione delle zone è generalmente realizzata da una membrana elastica o una sacca. Una variazione di pressione porta la sacca, o la membrana, ad una variazione di volume compensando il cambiamento di pressione secondo la legge dei gas perfetti. Tale tipologia può essere posizionata in qualsiasi punto del circuito.

Nel caso della rete di Valmadrera è stato preso in considerazione un vaso di espansione chiuso a membrana. Il suo dimensionamento sarà affrontato nel capitolo 7.

2.3.5 Sistemi di protezione

Esistono sistemi di protezione della rete di distribuzione che assicurano il controllo relativamente a:

- Mancanza di isolamento elettrico
- Avarie di funzionamento

E' possibile che si realizzino dispersioni elettriche negli impianti collegati a stabili di obsoleta costruzione e, per ovviare a tale inconveniente, vengono aggiunti dei giunti dielettrici tra i terminali della rete e l'impianto esistente. Tali componenti sono di tipo monolitico e vengono saldati di testa, in rispetto alla

norma ISO 6761, e assicurano una protezione passiva delle correnti vaganti e di quelle eventuali dovute a corrosioni elettrochimiche.

Una volta saldati vengono anch'essi coibentati nello stesso modo dei giunti di raccordo.

Per avaria di funzionamento si fa riferimento, invece, alla situazione in cui si verifichi un ingresso di acqua nello strato di isolante. Le tubazioni verranno equipaggiate con appositi sistemi di segnalazione che monitoreranno il grado di umidità dell'isolamento, in modo da intervenire anticipatamente qualora esso si abbassi sotto una soglia prefissata.

Il sistema di allarme è costituito da due fili di rame aventi sezione di $1,5 \text{ mm}^2$ di cui solo uno viene stagnato (si veda Figura 2.4).

Insieme ad esso sono posizionate delle centraline di controllo e allarme e i componenti ad esse necessarie, che avranno il compito di rilevare e localizzare il guasto prima che si verifichi la totale rottura del circuito.

2.4 Statistiche sul teleriscaldamento e la cogenerazione

2.4.1 Scenario europeo

Focalizzando l'attenzione sul panorama europeo lo sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento ha preso grande slancio nella zona Centro-Settentrionale dell'Europa. Tale realtà potrebbe, in prima considerazione, risultare inusuale, vista la bassa densità abitativa dei Paesi Scandinavi e degli stati ubicati nella fascia settentrionale europea, a causa dei grandi costi di investimento per la realizzazione delle reti di teleriscaldamento di lunghezza notevole.

In netto contrasto è, invece, la tendenza italiana in cui la diffusione di tali sistemi non è preponderante, ma circoscritta alla zona centro-settentrionale della penisola. Le regioni meridionali sono dominate da un clima invernale mite e un'estate molto calda, quindi la progettazione di reti di teleriscaldamento non è particolarmente appetibile. Più predisposto potrebbe essere un sistema di teleraffrescamento, che avrebbe un numero di ore di funzionamento più elevato rispetto a quello di riscaldamento. Malgrado l'elevata densità abitativa del territorio, e quindi la possibilità di tempi di ripagamento dell'investimento più brevi, la realizzazione di tali impianti resta ancora marginale.

Al fine di mostrare con chiarezza la situazione dello sviluppo del teleriscaldamento in Europa si fa riferimento alla

Tabella 2.1, in cui sono riportate con dettaglio le caratteristiche tecniche essenziali delle diverse reti [8].

Tabella 2.1 - Dati relativi al teleriscaldamento in Europa

	Popolazione [x1000]	Potenza elettrica in cogenerazione [MW]	Energia termica in rete [GWh/anno]	Lunghezza reti [km]	Lunghezza rete per persona [m/1000 ab.]
Danimarca	5'135	Nd	31'000	23'000	4'479
Finlandia	4'974	3'990	29'420	8'040	1'616
Svezia	8'591	2'264	46'249	10'721	1'248
Lituania	3'723	2'567	21'284	2'846	764
Polonia	38'183	23'218	140'087	16'392	429
Austria	7'812	2'500	11'459	2'507	321
Germania	79'753	11'459	98'731	18'541	232
Ungheria	10'375	7'300	19'000	1'970	190
Olanda	14'893	3'165	6'415	2'500	168
Croazia	4'764	302	2'415	258	54
Italia	56'411	615	3'703	881	16

Gli stati menzionati sono elencati in funzione della presenza di sistemi di teleriscaldamento nel loro territorio.

Si nota che la Danimarca eccelle in assoluto rispetto agli altri, sia in termini di lunghezza della rete, avendo una densità abitativa molto bassa, sia in termini di Indice di diffusione, il parametro presente nell'ultima colonna. Tale indice equivale al rapporto tra la distanza percorsa dalla rete e la popolazione. Maggiore è il valore e migliore sarà lo sviluppo della rete sul territorio dello stato considerato.

Il secondo e il terzo posto è occupato da Paesi Scandinavi che presentano reti discretamente lunghe e immettono in rete energia termica dello stesso ordine di grandezza di quello danese.

Tra gli stati elencati spicca la Polonia per l'alto valore di energia immessa in rete, circa 140'000 GWh. Caso simile è quello della Germania con quasi 100'000 GWh di calore ma una popolazione doppia rispetto alla Polonia. La spiegazione va ricercata nella miglior politica di risparmio energetico e nello sfruttamento intensivo di fonti rinnovabili largamente diffuse sul suolo tedesco.

In ultimo posto emerge finalmente l'Italia che presenta, come annunciato, l'indice di diffusione minore tra tutti gli stati.

In Figura 2.11 è riportato, con maggior dettaglio, la rappresentazione grafica del parametro di diffusione per i paesi sopra menzionati.

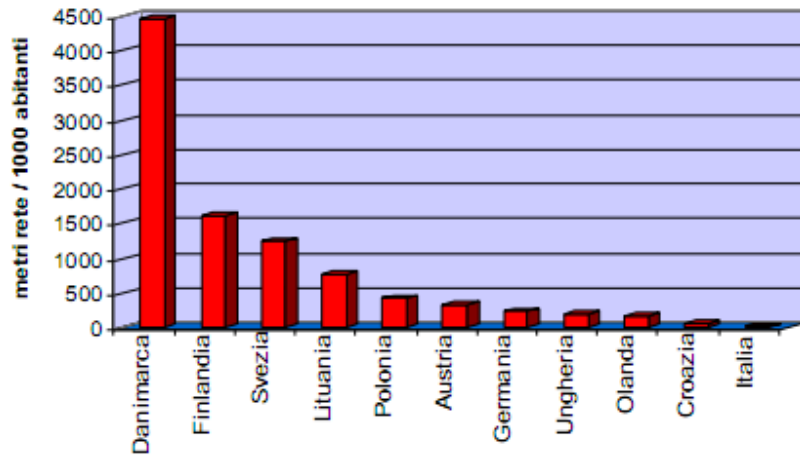


Figura 2.11 - Rappresentazione dell'indice di diffusione delle reti di teleriscaldamento europeo

Alla luce della forte dipendenza energetica dell'Europa da importazioni estere (più del 50% del suo fabbisogno) e al fine di ridurre le emissioni inquinanti l'Unione Europea si è preposta di raggiungere due difficili obiettivi entro l'anno 2020:

- Produrre il 12% del fabbisogno europeo da fonti rinnovabili
- Recuperare il 20% del fabbisogno europeo con interventi di risparmio energetico

In tal modo la dipendenza dall'estero sarebbe notevolmente ridotta, riducendo i problemi che ne potrebbero derivare da una sospensione temporanea della fornitura estera e, in più, si avrebbe una consistente diminuzione di emissioni inquinanti in linea con gli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

E' per tale finalità che promuovere lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento, in accoppiamento con eventuale teleraffrescamento e sistemi cogenerativi giocherebbe un ruolo fondamentale per perseguire gli obiettivi proposti.

2.4.2 Scenario italiano

Rispetto ai paesi dell'Unione Europea i consumi di energia primaria per l'Italia sono caratterizzati da un maggior sfruttamento di petrolio e gas naturale, con un contributo di importazione elettrica del 5%, e l'assenza totale di produzione elettronucleare. La richiesta di energia primaria, nell'anno 2007, è stata valutata di 194,5 Mtep riferita in larga percentuale, rispettivamente 43% e 36%, all'utilizzo di prodotti petroliferi e gas naturale, subendo una lieve diminuzione nell'anno precedente 2006.

Nel settore civile la domanda termica ha subito una contrazione di circa il 4% da attribuirsi a motivazioni climatiche per la minor richiesta di riscaldamento. Questo ha contribuito al rallentamento dei consumi elettrici il cui andamento aveva sfiorato il 48% nell'anno 2005.

Una grossa percentuale della produzione elettrica dell'anno 2007, pari a 86,5%, è da attribuirsi alle centrali termoelettriche con una suddivisione relativa alla fonte primaria come segue:

- 66% da conversione di gas naturale, aumentato rispetto al precedente valore assunto nel 2006
- 23% prodotto da combustibili solidi
- 8,5% da prodotti petroliferi

La restante produzione è da attribuirsi al settore idroelettrico ed eolico per una minima parte. Con il trascorrere del tempo l'utilizzo del gas naturale è andato crescendo, determinando una sempre maggiore dipendenza da importazioni estere e il rapido declino della produzione nazionale di idrocarburi. In complesso si può registrare un aumento del consumo di gas naturale dell'11% nel periodo tra il 2000 e il 2007, con un picco elevato nel 2005. L'energia elettrica presenta, al contrario, un andamento linearmente crescente negli anni pari al 19,9% rispetto al 2000.

Nello specifico i consumi energetici nel settore residenziale dovuti al riscaldamento sono stati pari al 68% per l'anno 2007, diminuiti rispetto al 2005 a causa di inverni meno rigidi.

A scopo riassuntivo si riportano in tabella i valori aggiornati all'arco temporale considerato in relazioni alle fonti primarie sfruttate.

Tabella 2.2 - Consumi percentuali di energia relativi al settore residenziale

Fonte Energetica	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
GPL	6%	5,7%	5,9%	5,6%	5,4%	5,2%	5,5%	5,8%
Gas	56%	56,4%	56,1%	58,6%	59,3%	61,8%	59,2%	56,7%
Gasolio	13,4%	13,5%	12,9%	11,7%	10,9%	9,9%	10%	9%
Olio combustibile	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0%
Carbone	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0%	0%	0%	0%
Legna	4,3%	4,5%	4,1%	4,5%	4,6%	4,1%	4,8%	6,6%
Energia elettrica	19,8%	19,4%	20,8%	19,8%	19,7%	18,9%	20,5%	21,9%

In Tabella 2.2 si nota come si predilige l'utilizzo di idrocarburi più puliti quali gas naturale e GPL. I consumi per riscaldamento sono soddisfatti per la maggior parte da gas naturale, circa il 72% equivalente a 12,9 Mtep.

Se si conduce un'analisi più approfondita degli impianti di riscaldamento installati si nota una diminuzione del consumo degli impianti centralizzati tra il 1990 e il 2005, circa 27%, a scapito di un aumento per quelli autonomi di circa il 64%. Aumentano, in misura più lieve, anche i consumi degli impianti singoli, circa il 15,4% per lo stesso arco temporale. Il trend di sviluppo è finalizzato a privilegiare impianti autonomi rispetto a quelli centralizzati.

Anche il settore terziario denota un aumento del 38% di consumo di energia tra il 2000 e il 2007, dovuta per la maggior parte all'incremento dello sviluppo di sistemi di riscaldamento e raffrescamento per utenze di grande taglia (centri commerciali ed ospedali).

I dati fin d'ora elencati mostrano che l'aumento costante dei consumi porta l'Italia ad accrescere la sua dipendenza dall'approvvigionamento estero di risorse energetiche. Tali consumi vengono soddisfatti in percentuale crescente da gas naturale e prodotti petroliferi e la produzione di energia elettrica, per la quale si sfrutta prevalentemente gas naturale, non copre l'intero fabbisogno elettrico nazionale, portando alla necessità di importazioni estere e, quindi, mancata indipendenza energetica. Tali motivazioni, uniti a una scarsa efficienza di conversione, porta l'Italia ad avere prezzi dell'energia elettrica sensibilmente più elevati rispetto ai restanti Paesi europei.

Nell'ottica di una più oculata gestione delle risorse e nel tentativo di diminuire l'importazione di gas naturale dall'estero il teleriscaldamento contribuisce fortemente a ridurre gli "sprechi energetici" sfruttando al meglio il contenuto energetico del combustibile impiegato.

La diffusione di tale sistema nella nostra Penisola è iniziata con la realizzazione della prima rete di distribuzione, sita nel comune di Brescia, nel 1971. Con il trascorrere del tempo, fino ad oggi, lo sviluppo del teleriscaldamento ha interessato in modo circoscritto la parte centro-settentrionale dell'Italia. Si nota come, in Tabella 2.3, la quasi totalità della volumetria riscaldata, circa il 97%, sia concentrata nelle regioni di Lombardia, Piemonte, Trentino Alto Adige, Veneto ed Emilia Romagna, in cui si contano circa 172 milioni di m³ di edifici raggiunti dal teleriscaldamento.

Tabella 2.3 - Distribuzione regionale della volumetria riscaldata nel territorio italiano

Regione	Volumetria teleriscaldata [Mm ³]	
	Anno 2005	Anno 2006
1. Lombardia	69,2	76,3
2. Piemonte	34,6	47,6
3. Emilia Romagna	27,2	28,3
4. Veneto	11,6	12,1
5. Trentino A.A.	7,2	7,2
6. Lazio	2,2	2,3
7. Liguria	2,1	2,2
8. Toscana	0,9	0,9
9. Marche	0,5	0,6
TOTALE	155,6	177,3
TOTALE (1-5)	149,8	171,5

Tali regioni sono quelle che hanno dato maggior spazio all'ampliamento delle reti precedentemente installate nel corso degli anni. In Tabella 2.4 sono state comparate le diverse fonti energetiche a distanza di un decennio, tra l'anno 1995 e l'anno 2006, al fine di mostrarne l'evoluzione nello sfruttamento. I dati sono indicati in termini di tonnellate di petrolio equivalenti, al fine di realizzare un confronto paritario [9].

Tabella 2.4 - Sfruttamento delle fonti primarie per la generazione di energia per il teleriscaldamento

Fonti di energia	Anno 2006 (tep)		Anno 1995 (tep)	
Gas naturale	600'362	65,5%	383'521	69,9%
Carbone	110'714	12,1%	69'810	12,7%
Biomassa	88'520	9,7%	-	0%
Olio combustibile	57'354	6,3%	79'726	14,5%
RSU	45'051	4,9%	6'708	1,2%
Geotermia	9,948	1,1%	4'472	0,8%
Recupero da processo industriale	4'747	0,5%	4'644	0,8%
Totale fossili	768'430	84%	533'057	97%
Totale rinnovabili	148'265	16%	15'824	3%
TOTALE	916'695	100%	548'881	100%

Il gas naturale risulta a tutt'oggi la fonte fossile più sfruttata con una percentuale del 65% anche se, nel corso degli anni, sono stati fatti numerosi tentativi per diminuire tale utilizzo per ridurre la dipendenza da importazioni dall'estero, cercando di valorizzare le risorse del territorio. Negli ultimi anni l'attenzione è stata focalizzata sullo sfruttamento degli RSU, a mezzo di recupero energetico in sistemi di termovalorizzazione, il cui utilizzo è quadruplicato nel corso del tempo.

Con il proposito di perseguire la difficile strada di riduzione delle emissioni inquinanti per l'ambiente, le fonti rinnovabili hanno accresciuto la loro importanza passando dal 3% al 16%, in cui è presente uno sfruttamento ancora marginale, circa 1,6%, della geotermia e del recupero da processi industriali.

Le biomasse hanno avuto una crescita repentina e, ad oggi, risultano il terzo combustibile più sfruttato. Molti termovalorizzatori dispongono di una linea dedicata al trattamento delle stesse, come il termovalorizzatore di Brescia che, con l'inaugurazione nel 2005 della terza linea funzionante a biomassa, ha comportato un significativo incremento del loro utilizzo; anche lo stesso termovalorizzatore Silea è impiantisticamente predisposto per il funzionamento di una linea a biomassa. In questo caso, però, non viene sfruttata per la mancanza di una quota sufficiente di rifiuti disponibili.

Il carbone mostra ancora una dipendenza non trascurabile occupando il secondo posto in percentuale di utilizzo.

Nel 2006 i sistemi di riscaldamento urbano operanti in Italia hanno conseguito un risparmio di energia primaria di circa 270 ktep, pari al 25% dell'energia consumata dalle caldaie dei sistemi di riscaldamento convenzionale. La conseguente riduzione delle emissioni, per la presenza di impianti di teleriscaldamento, nel 2006 è stata di 726'000 tonnellate di CO₂.

In Figura 2.12 sono evidenziate le mancate emissioni² per le diverse tipologie di impianto installato con riferimento a una volumetria riscaldata di 100 m³, tipica utenza media allacciata.

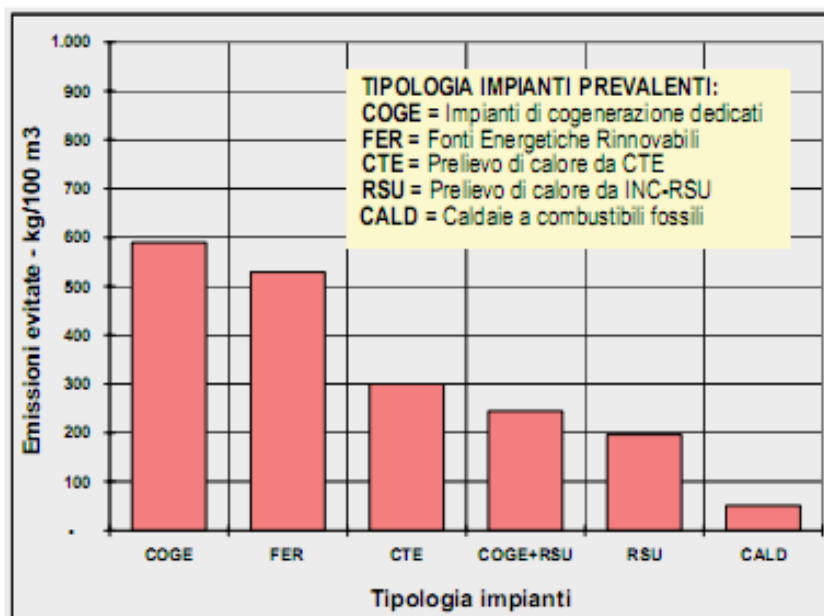


Figura 2.12 - Quantità di emissioni evitate per diversa tipologia di impianto utilizzato

È marcata la riduzione di emissioni per impianti in assetto cogenerativo che sfiora i 600 kg/100m³. Il valore minimo è costituito dalle emissioni delle caldaie a combustibili fossili di 50 kg/100 m³.

Secondo i dati dell'anno 2006 l'estensione della rete di teleriscaldamento italiana ha raggiunto i 1'953 km. La riduzione di emissioni dovuta all'installazione di tali sistemi è mostrata in Figura 2.13 in riferimento a un sistema di produzione convenzionale.

² Fonte AIRU al Dicembre 2006

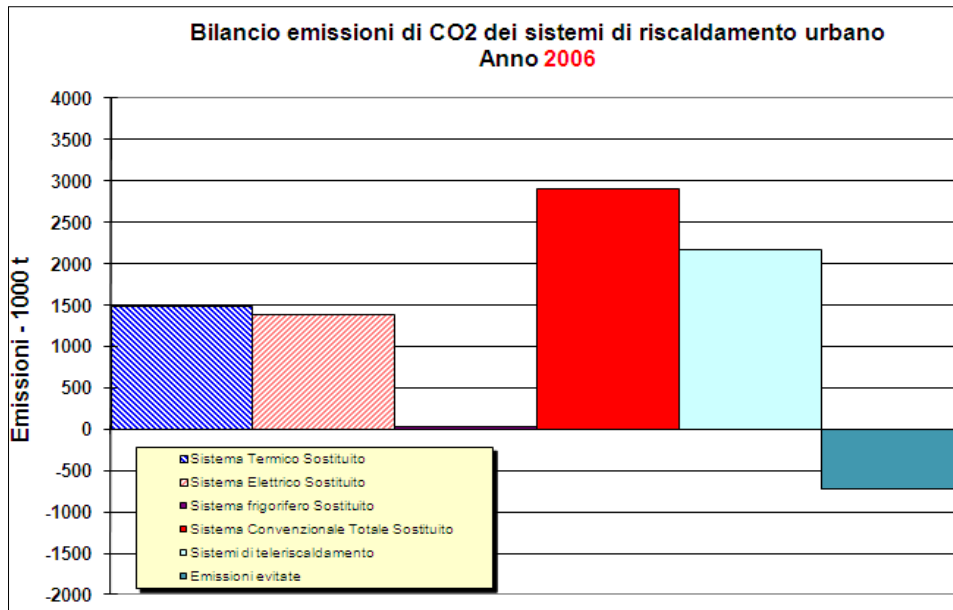


Figura 2.13 - Bilancio delle emissioni di CO₂ evitate con i sistemi di teleriscaldamento

A seguito del beneficio riportato dal decremento di emissioni è stato registrato un aumento esponenziale dell'andamento della volumetria riscaldata. I dati sono riportati nella figura sotto esposta e riferimento all'anno 2006.

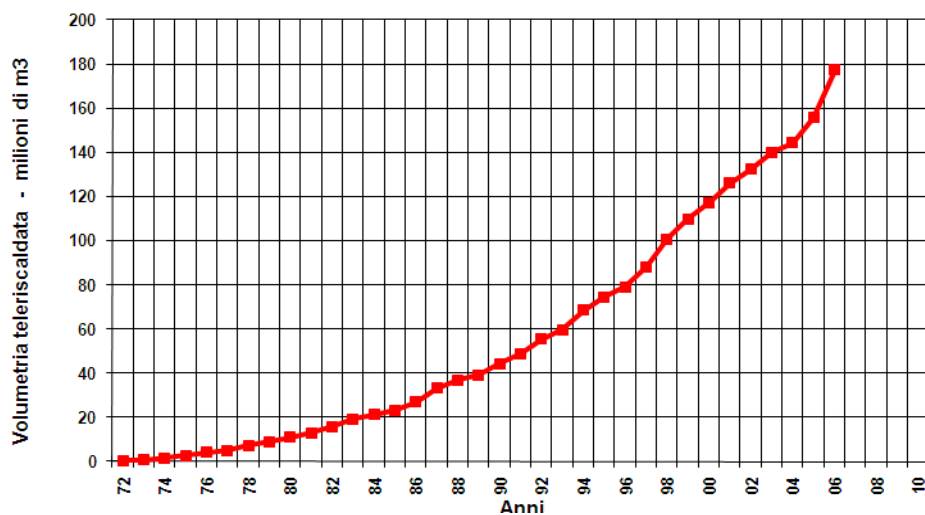


Figura 2.14 - Trend di crescita della volumetria riscaldata tramite teleriscaldamento

Sempre secondo indagini condotte da AIRU sono state individuate tutte le iniziative di teleriscaldamento, sia in fase di realizzazione sia programmate a

breve termine, al fine di stilare un quadro potenziale per lo sviluppo futuro fino all'anno 2012. Si ipotizzano allacciamenti per un totale di 100 milioni di m³ che porterebbero a una diminuzione di fonti fossili di circa 200 ktep/anno, con una conseguente diminuzione di emissioni di CO₂ dell'ordine di 500'000 t/anno.

La realizzazione di uno scenario simile deve, però, essere supportata da opportuni incentivi statali al fine di premiare i vantaggi ambientali derivanti e la copertura degli ingenti oneri di investimento dell'impresa costruttrice.

3 Scenario normativo e indici di risparmio energetico

3.1 Sistemi di finanziamento statali a vantaggio delle imprese

Al fine di supportare lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento lo Stato può erogare degli incentivi a favore dell'azienda incline alla realizzazione della rete per coprire parte dell'investimento iniziale. Le tubazioni che la costituiscono, i lavori di scavo e di posa rappresentano costi estremamente onerosi, senza contare che coprono solo una parte dell'esborso complessivo.

Nel caso in cui la centrale a cui fa capo la rete sia già esistente è necessario modificare l'assetto produttivo dotando il sistema di tutti i componenti necessari quali: scambiatori di calore, pompe volumetriche, sottostazioni di pompaggio, vasi d'espansione.

Generalmente, in termini di costo per unità di energia termica immessa in rete, un sistema di dimensioni contenute che serve un numero minimo di utenze avrà costi maggiori della stessa rete a disposizione di una volumetria maggiore.

Esistono diverse modalità per offrire un finanziamento economico allo sviluppo di reti di teleriscaldamento, riconosciuti e attuati a livello nazionale ed europeo. Si possono riassumere nel seguente modo.

- Incentivi in Conto Capitale (ICC) rappresentati da contributi a fondo perduto proporzionali all'investimento da realizzarsi
- Incentivi in Conto Interessi (ICI) identificati da finanziamenti a tasso agevolato
- Incentivi in Conto Esercizio (ICE) corrispondenti all'emissione di un finanziamento frazionato per più anni sulla base della reale erogazione del servizio a basso impatto ambientale attraverso la rete che si vuole realizzare

Il sistema di finanziamento rientrante nella categoria del Conto Esercizio raggruppa diversi tipi di incentivi:

- Certificati Verdi
- Certificati Bianchi
- Certificati Grigi
- CIP-6/92

3.1.1 I certificati verdi

I Certificati Verdi (CV) hanno come obiettivo quello di incentivare lo sfruttamento di fonti rinnovabili per la produzione energetica.

Il Decreto Legislativo emanato dall'ex ministro Bersani il 16 Marzo 1999 n. 79/99 ha introdotto in Italia la liberalizzazione del settore energetico. La conseguenza è stata quella di trasformare il mercato elettrico da monopolistico (fin dal 1962 ENEL era l'unico operatore nazionale) a concorrenziale. Per favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili il Decreto Legislativo ha introdotto l'obbligo, sia per i produttori che per gli importatori di energia elettrica, di generare ed immettere in rete una certa quantità di energia derivante da fonti rinnovabili, in funzione dell'energia totale prodotta. Qualora tale vincolo non venga rispettato, il produttore ha l'obbligo di acquistare sul mercato dell'energia i CV corrispondenti. Un CV equivale a circa 50 MWh prodotti da fonte rinnovabile; se il produttore produce più energia da fonti rinnovabili di quanto disposto per legge egli avrà il diritto di vendere la parte eccedente dei CV a produttori che non sono stati in grado nemmeno di coprire la minima quota energetica da fonti rinnovabili, come se fossero titoli pagabili al portatore.

Nel caso specifico italiano i CV sono emessi dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE, [10]) in relazione alla richiesta dei produttori da fonti rinnovabili. Il decreto di attuazione della direttiva 96/92/CE sancisce che le imprese abbiano il diritto di richiedere certificati verdi per 8 anni, per impianti in esercizio o revisionati in data successiva ad Aprile 1999, e per 15 anni se l'impianto è successivo al 31 Dicembre 2007. I CV permettono ai produttori che sfruttano fonti convenzionali, quali carbone, petrolio, metano e altri, di ottemperare alla

legge che obbliga ogni produttore, o importatore, a sfruttare fonti rinnovabili per il 2% in relazione all'energia complessivamente prodotta [10].

I CV possono essere richiesti secondo una duplice tipologia:

- A consuntivo
- A preventivo

Il primo caso prevede il conteggio dell'energia netta effettivamente prodotta nell'anno precedente e successivamente l'emissione della corrispondente quota di certificati verdi entro trenta giorni. Il secondo metodo viene, al contrario, valutato in base alla producibilità netta attesa dell'impianto.

A decorrere dal 30 Giugno 2009 l'emissione dei CV a preventivo, anche se relativamente a impianti già in esercizio, è subordinata alla presentazione di una garanzia a favore del GSE secondo le modalità presentate nel Decreto Ministeriale del 18/12/2008.

Il produttore può acquistare presso la borsa gestita dal GSE la quota di certificati verdi necessari per raggiungere la soglia prefissata. La percentuale del 2% è aggiornata annualmente, dal 2004, con un incremento dello 0,35% annuo. I certificati verdi possono essere accumulati nel tempo e venduti qualora l'impresa produttrice consegua autonomamente il limite stabilito. In questo modo si crea un "mercato" dei certificati verdi tra le diverse aziende produttrici. Nel 2005 il valore di mercato dei CV è stato valutato di 108,92 €/MWh, al netto dell'IVA, e sono stati emessi un totale di 86'136 certificati verdi corrispondenti a 4'308 GWh.

Secondo la legge i produttori da fonti rinnovabili godono della priorità di dispacciamento, quindi, il gestore si impegna a comprare prioritariamente l'energia da essi prodotta.

Si può osservare dalla tabella successiva la situazione della produzione elettrica da fonte rinnovabile (anno 2006).

Tabella 3.1 - Situazione della produzione energetica da fonti rinnovabili (2006)

Fonte rinnovabile	Energia [GWh]	Percentuale
Idroelettrica	3'121	35%
Eolico	2'440	27%
Biomassa	1'297	14%
Geotermia	943	10%
Biogas	745	8%
Rifiuti	521	5,8%
Solare	2,7	0,2%
TOTALE	9'069,7	100%

Il valore raggiunto dai certificati verdi nel 2006 era pari a 125 €/MWh. A tale cifra deve essere sommato il prezzo che essi hanno sul mercato dell'energia elettrica, pari a 70 €/MWh. Questo portava a sfiorare i 200 €/MWh, considerato troppo elevato. Dall'anno 2009 è stato sancito che il prezzo complessivo dei CV non debba superare i 180 €/MWh. Per l'anno corrente 2010, fino al mese di Novembre, il prezzo è stato prossimo a 82 €/MWh. Per gli anni futuri il prezzo subirà oscillazioni derivanti dall'andamento del mercato, inoltre, per il quadriennio 2014-2018, i certificati verdi saranno riconosciuti solo per il 60% dell'energia lorda prodotta, valore equivalente alla frazione di materiale biodegradabile presente negli RSU.

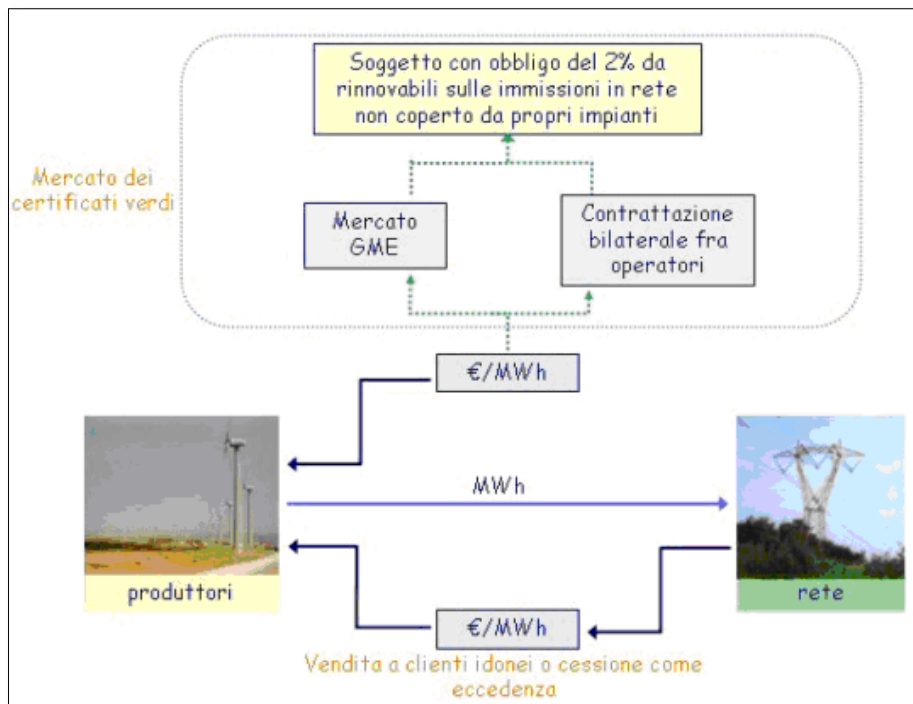


Figura 3.1 - Sistema di funzionamento dei Certificati Verdi

3.1.2 I certificati bianchi

Il sistema introdotto dai decreti legge del 20 Luglio 2004 obbliga i distributori di energia elettrica e di gas naturale a impegnarsi per raggiungere annualmente uno specifico risparmio di energia primaria.

Tale certificazione è rappresentata dai Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che sono titoli emessi dal Gestore del Mercato Elettrico a fronte di risparmi energetici conseguiti e certificati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, rientranti negli Incentivi in Conto Esercizio.

In questo modo si tende a promuovere tutti quegli interventi atti al miglioramento dell'efficienza energetica al fine di conseguire un risparmio dell'energia primaria. In modo identico ai CV i TEE possono essere commercializzati in un apposito sistema di mercato.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas autorizza l'emissione di un Certificato Bianco per ogni tonnellata di petrolio equivalente risparmiata, che può essere paragonata al consumo annuale di energia elettrica di una famiglia media.

Dall'anno 2006 Enea collabora con AEEG al fine di verificare e quantificare i risparmi energetici associati agli interventi proposti.

Ogni anno vengono stabiliti gli obiettivi di risparmio energetico che ogni distributore di energia elettrica e gas naturale deve conseguire mediante la realizzazione di interventi finalizzati alla riduzione di consumi energetici nell'utenza finale. Tali interventi possono essere realizzati direttamente dai distributori o da società controllate che operano nel settore dei servizi energetici (ESCO) a loro volta autorizzate dall'Autorità. Le società di distribuzione possono ricevere i TEE realizzando interventi di miglioramento dell'efficienza energetica a favore dei consumatori finali oppure possono acquistarli da altre società per non incorrere in sanzioni previste dai decreti legge. Alla fine dell'anno i distributori devono possedere una somma di TEE equivalente all'obiettivo di risparmio indicato dall'Autorità.

La compravendita dei TEE può essere effettuata tramite contratti bilaterali o in un apposito mercato istituito dal Gestore del Mercato Elettrico. In questo modo ogni distributore ha la possibilità di rispettare l'obbligo imposto dalla legge secondo il criterio di scelta che più è conveniente a livello economico.

I TEE possono essere di tre tipi:

- Interventi per risparmio di energia elettrica
- Interventi per il risparmio di gas naturale
- Interventi per il risparmio di altri combustibili

Si riporta in Figura 3.2 lo schema di funzionamento del sistema di emissione e compravendita dei Certificati Bianchi. Il prezzo medio aggiornato per il mese di Novembre dell'anno corrente 2010 è circa 92,7 €/tep.

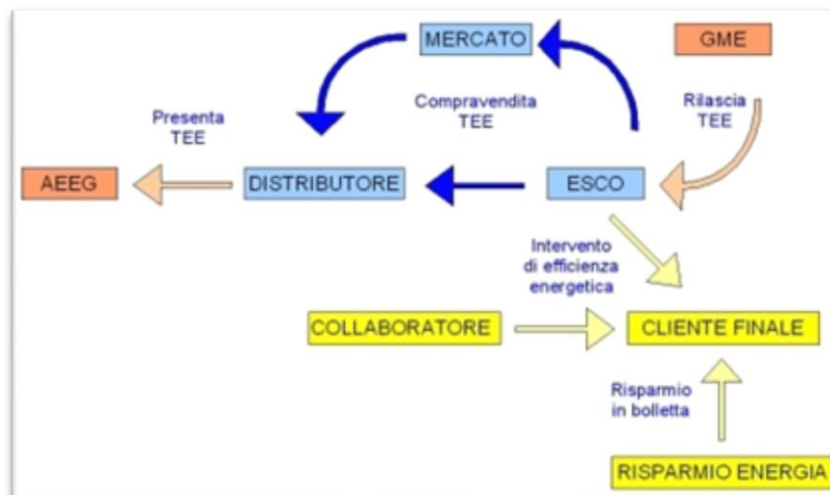


Figura 3.2 - Schema di funzionamento del sistema dei Certificati Bianchi

3.1.3 I certificati grigi e i CIP-6/92

Il sistema dei Certificati Grigi (CG) è stato avviato con la direttiva europea 2003/87/CE, successivamente modificata dalla direttiva 2004/101/CE al fine di ridurre le emissioni di CO₂ del 20% entro il 2020. Il processo viene regolato attraverso un sistema di scambio di quote secondo lo schema Emissions Trading (ETS). Gli impianti che godono di tali incentivi sono produttori di energia elettrica con potenza installata superiore ai 20 MW e devono fornire annualmente una certificazione delle emissioni di CO₂ evitate. In base a tale sistema le imprese possono vendere o acquistare permessi per l'emissione di anidride carbonica, a seconda del livello delle loro emissioni. Il valore di un certificato oscilla in un range compreso tra i 16 e i 24 €/t_{CO2} [11], relativo all'anno 2009.

Ulteriore Incentivo in Conto Energia è rappresentato dai CIP-6/92, finanziamenti emanati dalla delibera del Comitato Interministeriale Prezzi in vigore dal 29 Aprile 1992 secondo la quale vengono sanciti prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta da impianti IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) e "assimilate". Con la dicitura "assimilate" si vuole includere nel provvedimento fonti di vario tipo che non rientrano nella definizione IAFR. I termovalorizzatori, come l'impianto da noi studiato, sono assimilabili a sistemi che godono di tale incentivazione e, come tali, hanno il diritto di rivendere

l'energia prodotta al GSE a un prezzo superiore rispetto a quello di mercato. Dal 1999 in avanti, con l'entrata in vigore del decreto Bersani, tale sistema di incentivazione è stato sostituito dall'introduzione dei CV. Nonostante ciò, i contratti stipulati prima di quell'anno e ad oggi non in scadenza, sono tuttora validi fino al termine degli stessi, scaduti i quali non potranno più essere rinnovati.

3.2 La cogenerazione e gli indici di risparmio energetico

Con la Delibera del 9 Marzo 2002, n. 42/02, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas definisce la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica, o meccanica, ed energia termica (calore), ad opera di uno o più impianti che sfruttano la stessa fonte primaria e che assicura un significativo risparmio energetico rispetto alla produzione separata di entrambi i beni.

Si consideri un impianto termoelettrico in cui si produce esclusivamente energia elettrica. Parte del calore, anche se di basso valore termodinamico perché a bassa temperatura, è disperso in ambiente costituendo una perdita di energia; essa è invece diversamente sfruttata in un impianto in assetto cogenerativo. Una considerazione identica può essere fatta per la sola produzione termica. L'energia primaria del combustibile subisce un degrado durante la combustione: se la si utilizza per fornire del calore a bassa temperatura, si verificano degli sprechi energetici enormi. Il processo più intelligente sarebbe, quindi, quello di sfruttare i livelli termici più elevati per una conversione elettrica e produrre energia termica quando i livelli termici sono ad un livello di temperatura comparabile.

L'obiettivo principale è saper sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile al fine di soddisfare le esigenze che ci si propone, riducendo il quantitativo di combustibile necessario e le conseguenti emissioni che ne derivano.

Entrambe le produzioni (elettrica e termica) sono considerate effetti utili e l'efficienza della centrale può essere quantificata con un Indice di Risparmio Energetico (IRE) e il Limite Termico (LT). Per tali parametri sono stati definiti i limiti inferiori dalla Delibera e sono soggetti ad aggiornamenti annuali.

L'IRE³ esprime il risparmio di energia primaria derivato dalla produzione in assetto cogenerativo rispetto alla produzione separata delle stesse quantità nell'anno solare.

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_{el}}{\eta_{el} \cdot P} + \frac{E_{th,civ}}{\eta_{th,civ}} + \frac{E_{th,ind}}{\eta_{th,ind}}} \geq IRE_{MINIMO} \quad (3.1)$$

Dove:

$$P = \frac{P_{immessa} \cdot E_{el,immessa} + P_{autoconsumata} \cdot E_{el,autoconsumata}}{E_{el,immessa} + E_{el,autoconsumata}} \quad (3.2)$$

Il risparmio è valutato rispetto a due ipotetici impianti separati, di cui uno produce esclusivamente energia termica e l'altro elettrica. Il combustibile totale che i due impianti avrebbero consumato è confrontato, a parità di produzione, con quello effettivamente utilizzato nell'impianto in esame. L'indice tiene anche in considerazione l'ipotetico risparmio derivante dall'impianto evitando le perdite dovute alla trasformazione ed al trasporto dell'energia elettrica.

I valori dei parametri di riferimento, ai fini del calcolo dell'IRE, sono stati inizialmente definiti dalla Delibera n. 42/02. In seguito sono stati aggiornati dalla Delibera n. 296/05, per gli impianti entrati in esercizio tra il 2006 e il 2007, e con la successiva n. 307/07, per impianti tra il 2008 e il 2009. I valori per il rendimento termico civile, $\eta_{th,civ}$, e industriale, $\eta_{th,ind}$, sono rispettivamente 0,8 e 0,9.

Nello specifico, non verranno servite utenze di tipo industriale, quindi tale voce non sarà presa in considerazione.

Il riferimento ai valori relativi al rendimento elettrico η_{el} sono presentati in tabella.

³ I pedici *civ* e *ind* nella formula (3.1) si riferiscono alla produzione termica a fini civile ed industriale.

Tabella 3.2 - Valori aggiornati dai relativi dati del biennio 2006-2007

AGGIORNAMENTO DEI VALORI DEL RENDIMENTO ELETTRICO DI RIFERIMENTO PER IL BIENNIO 2006-2007					
Taglia di riferimento	Gas naturale, GPL, gasolio	Olio combustibile, nafta	Combustibili solidi fossili, petrolicoke, orimulsion	Rifiuti solidi organici, inorganici e biomasse	TAR di Raffineria
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
fino a 1 MWe	40	35	33	23	35
> 1 fino a 10 MWe	41	36	34	25	35
> 10 fino a 25 MWe	44	38	36	27	35
> 25 fino a 50 MWe	48	39	37	28	35
> 50 fino a 100 MWe	50	39	37	28	35
> 100 fino a 200 MWe	51	39	37	28	35
> 200 fino a 300 MWe	53	39	37	28	40
> 300 fino a 500 MWe	55	41	39	28	40
> 500 MWe	55	43	43	28	40

La dipendenza dell'indice p , presente nella formula, dal livello di tensione cui è allacciata la sezione è la seguente.

Tabella 3.3 - Dipendenza di p dal livello di tensione di allacciamento

Livello di tensione	$p_{immessa}$	$p_{autoconsumata}$
BT	1-4,3/100	1-6,5/100
MT	1-2,8/100	1-4,3/100
AT/AAT	1	1-2,8/100

Il valore atteso dell'IRE dovrebbe variare nel modo seguente:

- 10% per le sezioni di nuova realizzazione
- 8% per i rifacimenti di sezione
- 5% per le sezioni esistenti e per il periodo di avviamento

L'altro indice, denominato Limite Termico (LT), quantifica l'incidenza, in percentuale, del calore utile prodotto annualmente in rapporto alla produzione totale di energia elettrica e calore.

$$LT = \frac{E_{th}}{E_{th} + E_{el}} \geq LT_{\min} \quad (3.3)$$

I valori normalmente assunti sono:

- 15% per le sezioni di nuova realizzazione, che siano esse esistenti e rifatte
- 10% per il periodo di avviamento

A titolo riassuntivo si possono annoverare i seguenti vantaggi relativi alla cogenerazione, se effettuata in forma adeguata:

- Risparmio economico dovuto alla diminuzione del consumo di combustibile
- Minor impatto ambientale per una conseguente diminuzione delle emissioni, oltre ad un minor calore disperso in ambiente
- Perdite di trasmissione e distribuzione relative al sistema elettrico nazionale minori conseguentemente al fatto che gli impianti di produzione sono ubicati in prossimità delle utenze da allacciare
- Sostituzione di sistemi di fornitura di calore, caldaie domestiche, meno efficienti e quindi più inquinanti

Le utenze predisposte alla cogenerazione sono quelle che presentano una domanda costante nel tempo. Trattandosi, nel caso in esame, di cogenerazione ai fini di teleriscaldamento⁴, la domanda non è costante nel tempo ma soggetta a

⁴ Non si sono considerate le utenze industriali in quanto o già dotate di un moderno sistema di produzione del calore, oppure perché godono di tariffe agevolate per l'acquisto di gas naturale: entrambe le situazioni non porterebbero ad un loro possibile allacciamento alla rete.

variazioni stagionali molto forti. In ogni caso nella stagione estiva, ossia quando la richiesta del servizio è minima e ipotizzando il funzionamento a spillamento, si avrà una maggior produzione elettrica che rappresenta un ritorno economico maggiore per la centrale e la possibilità di evitare sprechi energetici.

Qualora la centrale sia in assetto trigenerativo in estate si avrà la produzione di energia termica il cui utilizzo sarà prevalentemente destinato a macchine ad assorbimento per il raffrescamento di edifici. Il vantaggio risiede sostanzialmente nel maggior numero di ore equivalenti di funzionamento della rete di teleriscaldamento, accompagnato da un minor sbilanciamento del carico tra periodo estivo ed invernale. Nel nostro caso pochissime strutture sono dotate di frigoriferi ad assorbimento e quindi si valuterà, nell'analisi economica, se sia conveniente fornire il servizio.

Gli impianti cogenerativi abbinati a reti di teleriscaldamento, sottostanti a determinate condizioni, possono godere dei benefici derivanti dal rilascio dei Certificati Verdi per un definito intervallo di tempo.

3.3 Scenario normativo attuale

Alla luce delle problematiche ambientali a cui il nostro pianeta va incontro, perseguendo gli accordi del protocollo di Kyoto e delle Direttive Comunitarie, sono state stilate dall'Unione Europea delle specifiche per quelle categorie di impianto che possono ricevere incentivazioni statali.

Viene fatto riferimento ad un nuovo indice, ancora non in vigore, denominato PEF (Primary Energy Factor), che esprime le seguenti esigenze :

- Efficienza energetica globale
- Miglioramento ambientale
- Riduzione delle fonti fossili
- Corrispondenza tra costi e benefici

E' necessario individuare un "indice di merito" che riunisca in sé le caratteristiche sopra elencate, ossia un indicatore del beneficio energetico-ambientale ottenuto dalla realizzazione della rete, in termini reali e non

potenzialmente conseguibili, e di univoca determinazione, in modo che l'ente erogante il servizio possa verificarlo in qualsiasi momento.

Ulteriore precisazione, al fine di destinare gli incentivi economici a reti di teleriscaldamento propriamente dette, è l'esclusione dalla categoria di quegli impianti il cui unico scopo è il trasporto di calore a distanza. Sono escluse le seguenti :

- Reti interne a uno stabilimento industriale
- Rete interna ad un complesso edilizio privato
- Rete interna ad un complesso terziario-commerciale
- Rete a "sviluppo verticale"
- Rete che fornisce il servizio ad un complesso ospedaliero

Gli incentivi statali messi a disposizione al fine di promuovere lo sviluppo dei sistemi di a basso impatto ambientale sono stati esposti nella sottosezione 3.1.

Sulla base dell'esperienza condotta nel tempo gli ICC non hanno portato a grandi vantaggi in termini di rapporto tra le risorse impiegate e i benefici ottenuti. La difficoltà di effettuare un controllo dei risultati conseguiti, l'impossibilità di coinvolgere piccole e medie aziende nella realizzazione di reti di teleriscaldamento e la mancanza di garanzie concernente il regolare esercizio del servizio hanno portato a conclusioni alquanto negative.

Per tali motivi si focalizza l'analisi sugli ICE che hanno dato risultati più soddisfacenti e da tempo largamente sfruttati quali: provvedimento CIP-6/92 (ancora in vigore, ma destinati a decadere), Titoli di Efficienza Energetica e Certificati Verdi.

Tale finanziamento economico è percepito solo in relazione all'energia a basso impatto ambientale che è effettivamente fornita al cliente finale, sulla base della fatturazione emessa.

Tutti queste tipologie di agevolazioni portano ad un vantaggio ambientale dell'energia termica immessa in rete, costituito dalla minor quantità di emissioni di CO₂ in relazione alle emissioni degli impianti convenzionali a gas naturale.

3.4 Cogenerazione ad alto rendimento

La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento e del Consiglio europei, n. 2004/8/CE, si prefigge l'obiettivo di aumentare l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento cercando di promuovere quella chiamata cogenerazione ad alto rendimento basata sulla richiesta di calore utile e sul risparmio di energia primaria tenendo conto delle singole situazioni nazionali.

Con il termine calore utile si fa riferimento al calore prodotto in cogenerazione esattamente pari al quantitativo richiesto per soddisfare la domanda. Al fine di definire univocamente, in uno scenario europeo, il significato di cogenerazione ad alto rendimento, la direttiva fa riferimento a due strumenti specifici :

- definizione di energia elettrica “qualificabile come cogenerativa” in riferimento alla domanda di calore utile
- definizione di cogenerazione ad alto rendimento considerando un riconoscimento, in ognuno degli stati membri, di una garanzia di origine della sola energia elettrica quantificabile come cogenerata e prodotta da cogenerazione ad alto rendimento, in modo che qualsivoglia beneficio venga destinato ai soli impianti che godono di tale caratteristica

I vantaggi di cui dispone un sistema cogenerativo ad alto rendimento sono riassunte dai punti seguenti:

- Un minor consumo di combustibile rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia termica, elettrica e meccanica
- La mitigazione dell'impatto ambientale dovuta alla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra ed alla sostituzione di modalità di produzione di calore meno efficienti e più inquinanti
- Minori perdite di trasmissione e distribuzione nella rete elettrica come conseguenza della localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza

I produttori godono di alcune agevolazioni secondo il decreto legislativo 42/02 che assicura la priorità di dispacciamento e l'esenzione, sia per i produttori che per gli importatori di energia elettrica, dall'obbligo di produzione annua di energia elettrica da fonti rinnovabili o di acquisto equivalente di CV sul mercato.

Viene, inoltre, precisato, che i sotto elencati impianti possono godere dei vantaggi relativi alla cogenerazione ad alto rendimento:

- Impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile se aventi un rendimento di primo principio annuo almeno pari al 75%
- Impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento se aventi un rendimento di primo principio annuo almeno 80%

4 Termovalorizzatore di Silea: condizioni di funzionamento attuali

4.1 Inquadramento generale

L'impianto oggetto di studio è ubicato a Valmadrera, un comune di 11'445 abitanti [12] limitrofo alla città di Lecco, facente parte della medesima provincia.



Figura 4.1 – Regione Lombardia: in evidenza la provincia di Lecco

La centrale è di proprietà di Silea S.p.A. (Società intercomunale lecchese per l'ecologia e l'ambiente, trasformata da semplice consorzio nato nel 1975 in società per azioni nel 1995), realtà che si occupa, soprattutto, della raccolta, gestione e smaltimento dei rifiuti solidi urbani (RSU) in tutto il territorio del lecchese.

Dato che la Regione Lombardia ha delegato alle Province la pianificazione dello smaltimento dei RSU, nel 1998 questo ha portato la Provincia di Lecco all'approvazione del Piano Provinciale dei rifiuti, la cui filosofia alla base è

l'autosufficienza in questo campo, raggiungibile attraverso la gestione dei RSU con il trattamento in opportuni impianti, in modo da minimizzare i conferimenti fuori dalla Provincia stessa.

Il termovalorizzatore di Silea è il principale per importanza tra questi impianti, tra cui ne spiccano altri di riciclaggio e compostaggio, controllati, come il termovalorizzatore oggetto di studio, dall'Ente Provincia attraverso i suoi organismi di controllo (Assessorato all'Ambiente su tutti).

Dato che i sistemi di controllo sono rigorosi, ma soprattutto per il fatto che la società è totalmente di proprietà pubblica (infatti i proprietari della società sono i comuni, a loro volta anche clienti del servizio), i risultati ottenuti nel campo della raccolta differenziata sono di gran lunga più positivi di quelli disposti dal decreto legislativo 156/06, attualmente in vigore per quanto concerne la gestione del rifiuto. In figura Figura 4.2 è mostrato il trend degli ultimi anni della quota di rifiuto riciclata [13].

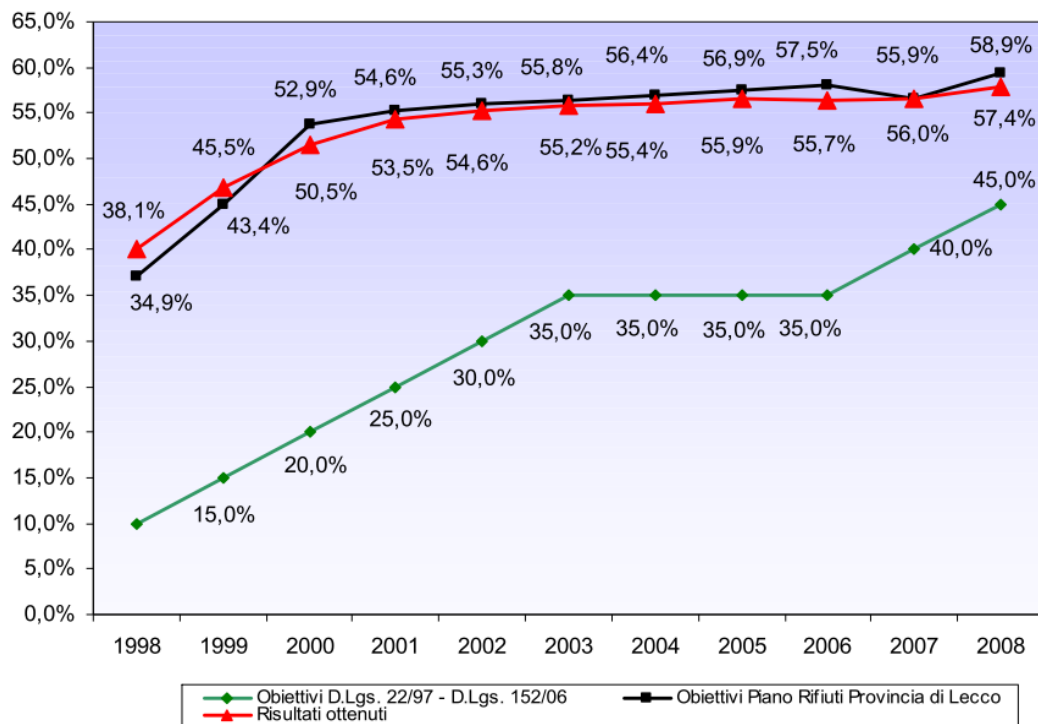


Figura 4.2 - Risultati ottenuti sulla frazione percentuale del rifiuto riciclato sul totale, confrontato con gli obiettivi del decreto e quelli del piano dei rifiuti della Provincia

Come precedentemente accennato, i soci della Silea S.p.A. sono tutti i 90 comuni del Lecchese, con l'aggiunta di due comuni della Provincia di Como,

per un totale di 337300 persone (poco più di 2000 quelle appartenenti al territorio comasco).

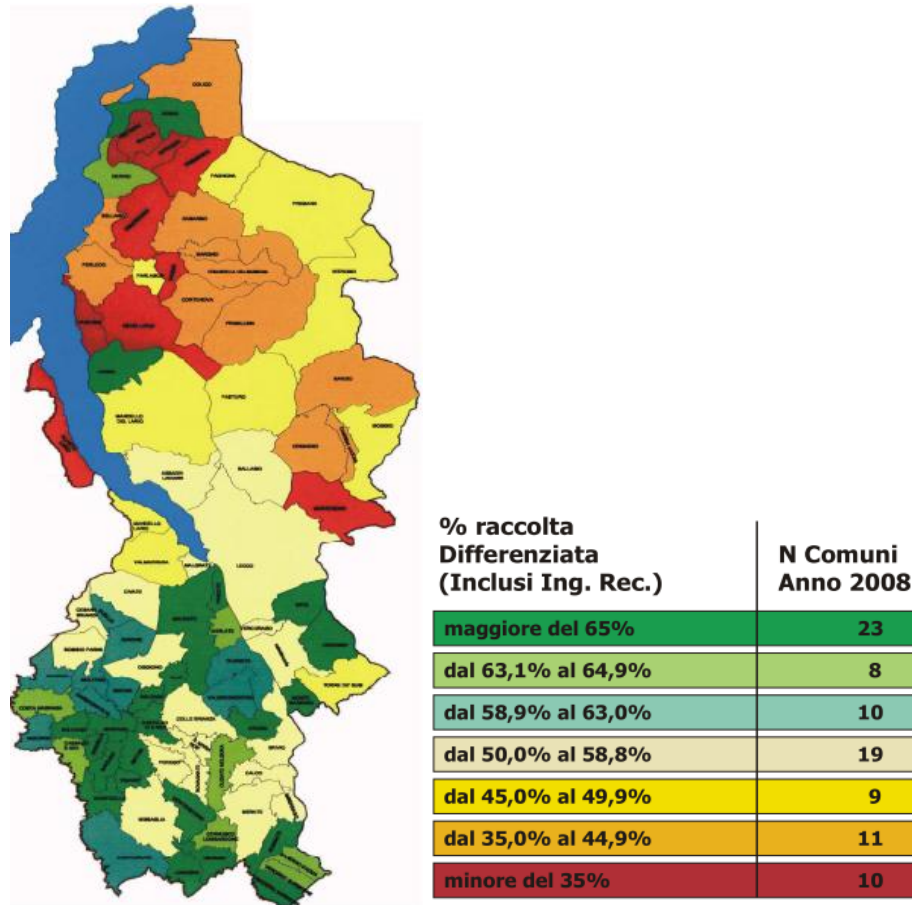


Figura 4.3 - Comuni appartenenti alla Silea S.p.A. distribuiti nelle Province di Lecco e Como contraddistinti con colori diversi secondo la quantità di rifiuti destinata alla raccolta differenziata

Per quanto riguarda il termovalorizzatore di Valmadrera, la sua nascita (avvenuta nel 1981 come impianto di termodistruzione del rifiuto e convertito nel 1988 in impianto a recupero energetico) è dovuta alla necessità di minimizzare il numero dei conferimenti in discarica, necessari solamente per le scorie di incenerimento dopo opportuna bonifica, e alla possibilità di creare energia, e quindi ricchezza, per tutti i comuni soci, con una fonte totalmente gratuita e senza il ricorso diretto di combustibili di origine fossile.

Nella figura seguente sono riassunti i progressi annuali conseguiti nell'impianto per quanto riguarda i rifiuti inceneriti e l'energia elettrica da essi prodotta.

RECUPERO ENERGETICO					
ANNO	Rifiuti inceneriti kg	kWh energia/kg rifiuto	Energia elettrica prodotta (kWh)	Mancato consumo di gasolio (kg)	Emissione di CO2 risparmiata (kg)
1990	65.881.475	0,25	16.560.000	3.600.000	11.138.824
1991	66.005.266	0,23	15.492.000	3.367.826	10.420.450
1992	61.208.339	0,25	15.489.000	3.367.174	10.418.432
1993	65.251.617	0,27	17.564.000	3.818.261	11.814.149
1994	67.175.770	0,27	18.357.000	3.990.652	12.347.547
1995	69.080.378	0,27	18.768.000	4.080.000	12.624.000
1996	64.906.470	0,28	17.988.000	3.910.435	12.099.346
1997	77.649.942	0,31	24.336.000	5.290.435	16.369.228
1998	70.758.986	0,3	21.546.000	4.683.913	14.492.578
1999	65.335.010	0,32	21.216.000	4.612.174	14.270.609
2000	62.149.878	0,33	20.586.000	4.475.217	13.846.848
2001	65.270.667	0,34	22.008.420	4.784.439	14.803.617
2002	65.362.211	0,33	21.272.220	4.624.396	14.308.425
2003	61.805.359	0,32	19.483.140	4.253.491	13.160.802
2004	62.289.897	0,33	20.529.240	4.462.878	13.808.670
2005	62.559.775	0,33	20.601.180	4.478.517	13.857.058
2006	72.696.781	0,27	19.840.840	4.313.226	13.345.629
2007	66.744.860	0,56	37.286.780	8.105.810	25.080.330
2008	72.873.719	0,57	41.294.400	8.977.043	27.739.062

Figura 4.4 - Statistiche generali dell'impianto durante gli anni '90 e nella prima decade del nuovo millennio

4.2 Descrizione generale dell'impianto

Per inquadrare temporalmente l'impianto, si citano gli eventi più importanti che lo hanno riguardato dal momento della messa in funzione:

- 1981: attivazione dell'impianto situato a Valmadrera
- 1988: attivazione del recupero energetico nell'impianto tramite la linea 1
- 2000: progettazione di 2 nuove linee di termovalorizzazione

- 2003: inizio dei lavori di costruzione di una nuova linea (linea 3)
- 2006: inizio dei lavori di ristrutturazione della linea 1 e avvio linea 3
- 2007: fermata definitiva della linea 2
- 2008: avvio della linea 1 ristrutturata
- 2010: ampliamento della linea abbattimento fumi con l'introduzione della linea DeNO_x

4.2.1 Percorso dei rifiuti e sue caratteristiche

Attualmente quindi nell'impianto sono in funzione due linee (la linea 1 e la linea 3), mentre la linea 2 è chiusa ma in futuro potrà essere riattivata, sempre su consenso delle autorità locali, e funzionare indistintamente con rifiuto solido urbano oppure con biomassa.

Il rifiuto incenerito dai due forni, entrambi con tecnologia a griglie mobili, corrisponde per la quasi totalità alla parte secca relativa alla raccolta indifferenziata, in aggiunta a quantità non trascurabili di rifiuti di origine ospedaliera, a piccole quote di rifiuti di origine cimiteriale e ad altre tipologie di rifiuto classificabili con la dicitura di "rifiuti speciali".

La linea 1 avrebbe la capacità di ricevere una portata di rifiuto pari a 7'000 kg/h mentre la 3, di più grandi dimensioni, pari a 10'000 kg/h, per un totale di 17'000 kg/h. Tenendo conto delle necessarie fermate d'impianto indispensabili per la dovuta manutenzione e stimando, sulla base di quelle degli anni precedenti, le fermate non programmate, l'impianto nel suo complesso avrebbe la capacità di distruggere una quantità di circa 123'000 t/anno di rifiuto.

Esso ha però ora i permessi per incenerire una quantità massima di rifiuti pari a 87'000 t/anno: durante le visite alla centrale infatti ci sono state difficoltà per aumentare la potenza fino al limite massimo, dato che in questo modo non ci sarebbe stato rifiuto sufficiente per permettere il continuo funzionamento dei forni anche per i giorni successivi.

Un'altra situazione frequente che si verifica in impianto è la seguente: all'inizio della settimana si ha a disposizione un grande quantitativo di rifiuti, dato che nei giorni di sabato e domenica non viene effettuata la raccolta dell'immondizia, che si accumula quindi nei week end. Questo porta ad una marcia più sostenuta

nella distruzione dei rifiuti, e quindi anche nella produzione di energia elettrica, nei giorni di lunedì e martedì, mentre da mercoledì in avanti la produzione di potenza si abbassa, per il pericolo di rimanere senza il combustibile.

Se si avessero i permessi per incrementare la quantità di rifiuti da termoutilizzare, la turbina potrebbe marciare a pieno regime per un periodo di tempo e con un rendimento più elevato, aumentando così le ore equivalenti di funzionamento annuali, erogando più energia e diminuendo il quantitativo di rifiuti destinati fuori dalla Provincia.

Il problema riguardo l'ottenimento di questi permessi consta nel superare i pregiudizi della gente e delle amministrazioni soprattutto locali che, seppur garantisca una soluzione sicura e duratura al problema dei rifiuti, non vedono di buon occhio l'incenerimento di questi come soluzione ottimale alla questione.

Ad ogni modo è presente un'intensa fase di dialogo tra la Silea S.p.A. e le amministrazioni locali, al fine di accelerare l'ottenimento dei permessi necessari che, a quanto sembra, sarebbe facilitato con la conversione dell'impianto in assetto cogenerativo.

Data l'assenza di un controllo del contenuto del RSR ricevuto dall'impianto (sarebbe un'operazione impensabile data la notevole quantità di rifiuti che la centrale tratta), non risulta facile stimare un PCI preciso per il rifiuto incenerito. Infatti questo non è mai uguale a sé stesso, data l'eterogeneità del rifiuto, caratterizzato di volta in volta da percentuali diverse dei componenti che lo costituiscono.

L'unico dato che si ha a disposizione si riferisce all'analisi che si effettua due volte l'anno del rifiuto indifferenziato proveniente da Lecco, Merate e da diversi comuni del territorio lecchese [14].

Il valore del PCI medio di questi, stimato dall'analisi merceologica, è di circa 9'500 kJ/kg. Occorre però considerare che una considerevole quantità di rifiuti termovalorizzati sono costituiti da rifiuti speciali e di origine ospedaliera, aventi un PCI leggermente superiore.

Considerando la portata globale di rifiuti, si può stimare un PCI di questo intorno ai 10'000 kJ/kg. Questo valore verrà preso in considerazione per le analisi successive.

In realtà si è potuto constatare sul campo che, durante il funzionamento dei forni, è difficile mantenere una potenza termica sprigionata dal combustibile costante: operativamente si osserva come parametro la temperatura in camera di

combustione. Se questa si abbassa rispetto al valore impostato come default, si incrementa la portata di rifiuti ospedalieri o speciali (caratterizzati da un PCI più alto), in caso contrario la si diminuisce, in modo da avere un andamento di temperatura di poco oscillatorio intorno al valor medio preimpostato.

4.2.2 Percorso dei gas combustibili ed emissioni dell'impianto

Come precedentemente scritto, ogni linea è dotata di un forno che ha il compito di ossidare il rifiuto che vi viene immesso usando come comburente aria, suddivisa opportunamente in primaria, le cui funzioni principali sono di permettere una corretta combustione e raffreddare le griglie dei forni, ed aria secondaria, la quale completa la combustione diminuendo la formazione di sostanze inquinanti.

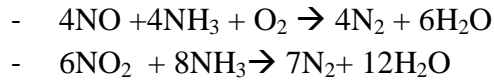
Naturalmente, se non si adottassero degli accorgimenti per ridurre al minimo tali sostanze, le emissioni nocive sarebbero troppo elevate e non rispetterebbero le vigenti normative in tale campo: l'impianto rischierebbe di essere sanzionato in modo pesante.

A questo scopo la linea di trattamento fumi è composta da opportune soluzioni impiantistiche, di modo che i gas combustibili, nel loro percorso dalle caldaie al camino, vengano depauperati della maggior parte degli elementi inquinanti, facendo risultare l'impianto molto virtuoso in termini emissivi, ben al di sotto dei limiti previsti dalla legge.

Si ricorda che, così come per i forni, anche le linee di trattamento fumi sono due, qualitativamente identiche, contenenti ognuna le apparecchiature di seguito elencate (si rimanda alla sottosezione 1.4.2 per la descrizione generale di ognuno), nell'ordine in cui vengono incontrate dai fumi caldi:

- Torre di reazione: vede l'ingresso di carboni attivi e di bicarbonato e svolge il compito di abbattere lo sporco e la maggior parte delle ceneri, soprattutto di dimensioni medio-grandi, attraverso la formazione di sali uscenti nella parte bassa della struttura: sostanzialmente la temperatura a cavallo di questo componente rimane invariata.
- Filtri a maniche: filtrano dalla corrente parte dei sali precedentemente formati e il particolato di piccole dimensioni, costituito da ceneri e particelle incombuste: la temperatura si riduce di una decina di gradi.

- Reattore SCR (Selective Catalytic Reduction): componente di ultimissima introduzione (Maggio 2010), svolge il ruolo di abbattitore di NO_x. È stata necessaria l'installazione di un serbatoio di ammoniaca (NH₃) affinché siano possibili le seguenti reazioni tipiche di riduzione:



I fumi subiscono un abbassamento di temperatura di circa 5 °C.

- Torre di lavaggio: ha il ruolo fondamentale di abbattere le emissioni acide (su tutte HCl e HF, ma anche SO_x); a tal proposito vede in ingresso dei flussi di soda e acqua industriale ed in uscita le acque reflue sono destinate a opportuni trattamenti. La temperatura subisce un netto decremento, di circa 60 °C, valore non accettabile per il rilascio dei fumi in atmosfera.

Tra il reattore SCR e la torre di lavaggio è interposto uno scambiatore di calore gas-gas, allo scopo di innalzare la temperatura dei fumi liberati in atmosfera dopo il trattamento subito nella torre di lavaggio: i fumi raggiungono una temperatura prossima ai 110 – 120 °C, decisamente in linea alle norme; un altro componente presente è un ventilatore, posto a valle dello scambiatore di calore, con la funzione di fornire la prevalenza necessaria ai fumi in uscita dal camino. Infine, è presente il ricircolo di parte dei fumi in caldaia per tenere sotto controllo la temperatura di combustione e inviare allo stesso tempo una portata minore di gas combustibili alla linea di trattamento: in questo modo è possibile anche utilizzare meno aria, assorbendo così meno potenza per gli ausiliari. Quanto finora esposto è schematizzato nella figura seguente.

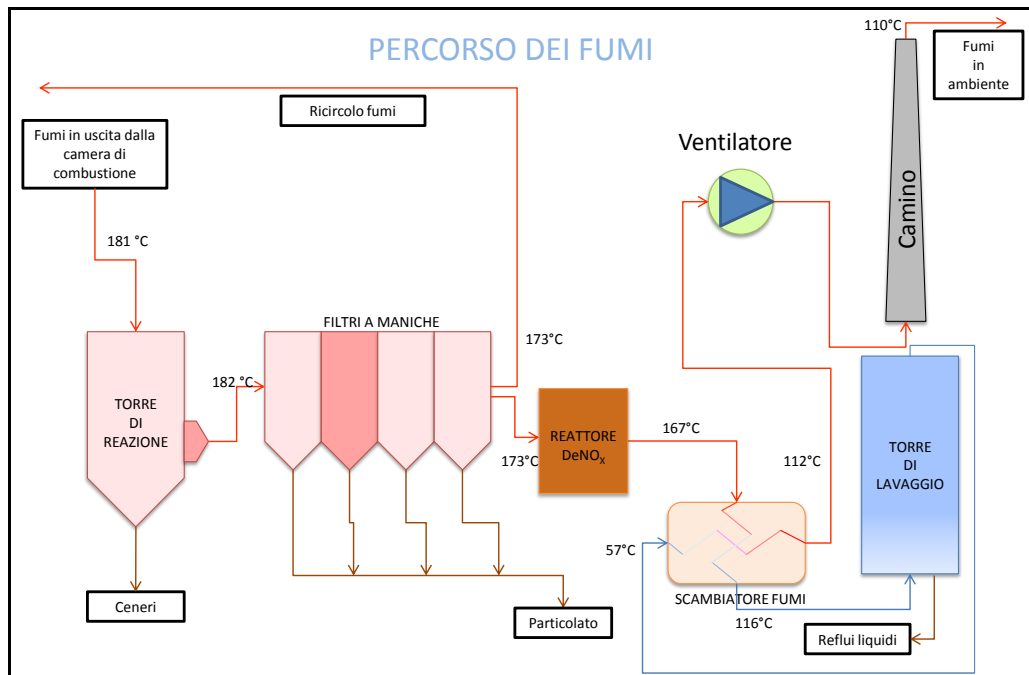


Figura 4.5 - Flusso dei gas combustivi nella linea trattamento fumi con temperature indicative di processo

Le sostanze emesse più importanti, e per questo prese in considerazione dai sistemi di monitoraggio, sono:

- Ossidi di azoto, NO_x: sono costituiti principalmente da NO e solo una piccola parte da NO₂ e da N₂O che viene ossidato con lentezza a NO₂. Si formano per effetto di tre diverse cause: le alte temperature di fiamma unitamente all'N₂ contenuto nell'aria comburente (NO_x termici), legami nella zona di fiamma con le catene radicaliche (prompt NO_x, poco rilevanti in un termovalorizzatore) e alla presenza di azoto legato chimicamente in determinati composti presenti nel combustibile (fuel NO_x). In generale la formazione di NO_x tende ad aumentare in modo marcato con la temperatura di combustione. Anche se rispetto ad altri impianti di potenza la produzione di NO_x è meno spinta, per via delle non altissime temperature di fiamma nei forni, è stata comunque voluta l'introduzione di un SCR per avere delle emissioni molto basse, in quanto i limiti di legge si sarebbero rispettati anche senza l'adozione di quest'ultimo.

- Ossidi di zolfo, SO_x: sono costituiti principalmente da SO₂ ed in misura minore da SO₃. Non rappresentano delle emissioni problematiche in questo termovalorizzatore, in quanto la presenza di zolfo nei rifiuti non è rilevante. Senza alcuna tecnica di abbattimento specifica (in parte vengono abbattuti nella torre di reazione), infatti, si riescono a tenere queste emissioni sotto il valore di legge.
- Monossido di carbonio, CO: derivano dalla incompleta combustione degli atomi di carbonio, la loro presenza è quindi inversamente proporzionale alla qualità della combustione. Aumentano considerevolmente in presenza di temperature basse e di ridotta concentrazione di ossigeno. Per limitarne la produzione si effettua il ricircolo dei fumi, in modo da avere una temperatura dei fumi che non sia eccessiva (produzione inaccettabile di NO_x) né troppo bassa (formazione elevata di CO).
- Biossido di carbonio (anidride carbonica), CO₂: è il prodotto principe della completa combustione del carbonio presente nel combustibile. Non è nocivo per l'uomo né per altre specie viventi, ma il suo continuo aumento di concentrazione in atmosfera è la principale causa dell'incremento delle temperature medie sulla Terra, che stanno causando alterazioni climatiche ormai irreversibili. Sebbene non sia attualmente soggetto a limitazioni in ambito legislativo, è destinato presto ad esserlo e quindi sarebbe una situazione positiva una bassa produzione di CO₂ già tutt'oggi.
- Polveri: sono nocive soprattutto per l'uomo, specialmente quelle di più piccole dimensioni (PM 2,5 e inferiori), in quanto non riescono ad essere trattenute efficacemente dai sistemi di difesa del nostro corpo. Tra le patologie più rilevanti si citano quelle dell'apparato respiratorio e cardiocircolatorio. Sono trattenute in gran parte dai filtri a maniche.
- TOC (Total Organic Carbon): è una misura della quantità di carbonio legato in un composto organico ed è un indice del livello di completezza della combustione stessa. Minori risultano queste emissioni più il processo di combustione risulta completo.

Il Decreto Legge 133 dell'11 Maggio 2005 impone il monitoraggio delle suddette sostanze (ad eccezione della CO₂) sia giornalmente, sia in intervalli di 30 minuti: in ogni caso, le emissioni devono essere inferiori ai valori di legge. Appena di seguito sono mostrati i rilevamenti giornalieri, mediati sulle registrazioni giornaliere del Gennaio 2009, e quelli ogni 30', registrati nel giorno 10 Dicembre 2009.

Tabella 4.1 - Emissioni giornaliere delle due linee dell'impianto confrontate con la normativa vigente

Emissioni [mg/m³]	Polveri	TOC	HCl	HF	SO₂	NO₂	CO	CO₂
Linea 1	6,68E-05	0,63	0,04	1,02E-05	0,06	146,2	5,64	9,10
Linea 3	0,07	0,68	9E-04	0,01	3,46	145,03	4,72	10,05
Limiti giornalieri	10	10	10	1	50	200	50	-

Tabella 4.2 - Emissioni ogni 30 minuti delle due linee dell'impianto confrontate con la normativa vigente

Emissioni [mg/m³]	Polveri	TOC	HCl	HF	SO₂	NO₂	CO	CO₂
Linea 1	0,78	1,15	0,36	0,06	2,20	134,6	9,8	11,06
Linea 3	0,26	1,40	8,17	0,79	14,10	159,5	20,7	11,17
Limiti ogni 30'	30	20	60	4	200	400	100	-

Si vede chiaramente come, per ogni sostanza, i limiti siano rispettati con un notevole margine di sicurezza. L'unica eccezione è costituita dagli NO_x, non di molto inferiori al limite, ma questo perché i dati delle emissioni della centrale fanno riferimento al periodo in cui non era ancora stato installato il reattore SCR. Con l'attivazione di quest'ultimo, le emissioni di NO_x sono ancora più basse e quindi la situazione non può che essere migliore.

4.2.3 Percorso del fluido di potenza

La tecnologia usata per produrre la potenza elettrica da quella termica fornita dalla combustione del rifiuto è quella propria del ciclo Rankine a vapore. Il fluido di lavoro è acqua ad alta pressione (circa 40 bar) la quale, dopo esser stata pompata, riceve calore in caldaia, dapprima aumentando la propria temperatura, quindi vaporizzando e successivamente surriscaldandosi (fino ad

una temperatura intorno ai 400 °C). In un secondo momento, il vapore viene espanso in una turbina che converte l'energia, contenuta inizialmente nel fluido, in lavoro meccanico che, grazie all'accoppiamento con l'alternatore, a sua volta viene convertito in energia elettrica. Il fluido in uscita dalla girante, infine, attraverso un condensatore ad aria viene riportato dalle condizioni di vapore quasi saturo (titolo del vapore intorno a 0,9 ad una pressione vicina agli 0,1 bar) a quelle di liquido saturo e successivamente di nuovo pompato fino al raggiungimento delle condizioni di entrata in caldaia.

Lo schema generale dell'impianto è visualizzato nella figura seguente.

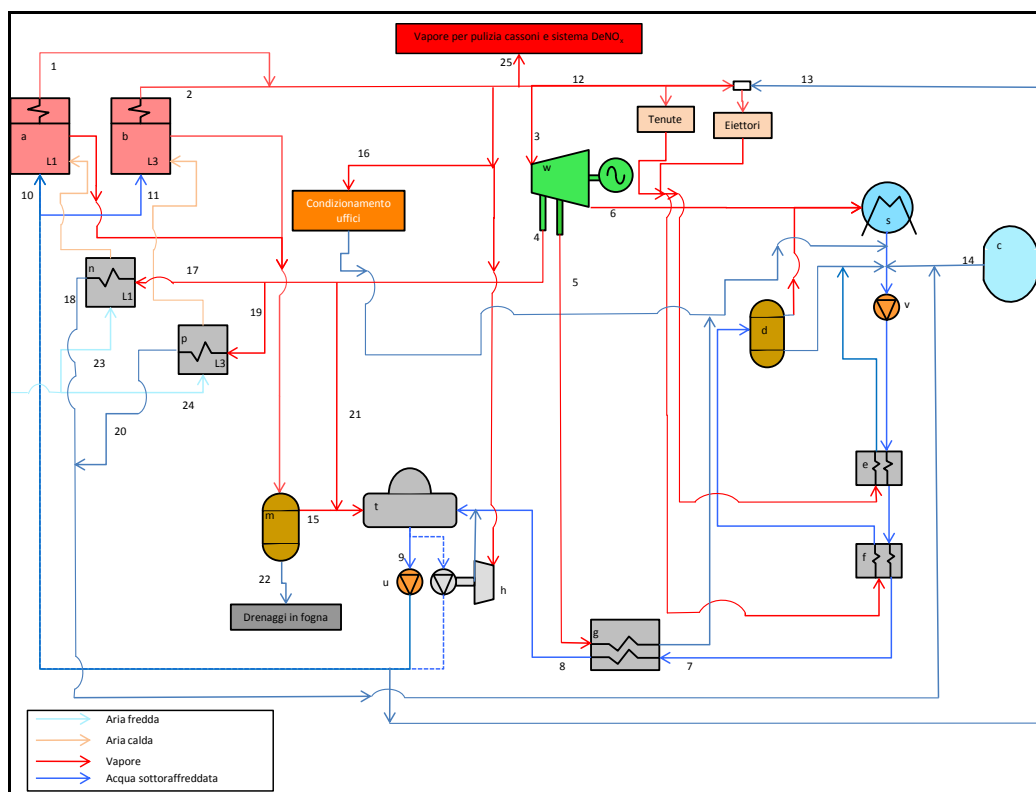


Figura 4.6 - Rappresentazione dei principali flussi di massa che interessano la sezione di potenza

Con una sequenza numerica sono indicati i flussi di massa mentre con una letterale i componenti fondamentali.

- a. Caldaia linea 1
- b. Caldaia linea 3

- c. Serbatoio acqua demineralizzata
- d. Serbatoio recupero condense
- e. Scambiatore di calore per recupero vapore eiettori
- f. Scambiatore di calore per recupero vapore tenute
- g. Rigeneratore di bassa pressione
- h. Turbopompa di emergenza
- m. Serbatoio raccolta drenaggi
- n. Preriscaldatore d'aria linea 1
- p. Preriscaldatore d'aria linea 3
- s. Condensatore
- t. Degasatore
- u. Pompa alimento acqua
- v. Pompa estrazione condensato
- w. Turboalternatore

Come si può osservare dalla Figura 4.6, non tutto il vapore uscente dalle caldaie (1 e 2) finisce in turbina (3): una parte, seppur ridotta, viene utilizzata per garantire il sistema di condizionamento agli uffici (16), per il corretto funzionamento del sistema DeNO_x e per la pulizia dei cassoni contenenti rifiuti ospedalieri infetti (25); una parte ancora (12) viene utilizzata per garantire il sistema di tenute e per gli eiettori.

Il vapore uscente dalla turbina (6), insieme alla quota parte di flusso uscente dal serbatoio di recupero delle condense in condizione di vapore, entra nel condensatore (s). In uscita da esso, si uniscono le portate di reintegro di acqua demineralizzata (14) e tutte le condense recuperate in condizioni di acqua liquida.

A questo punto la portata complessiva passa attraverso la pompa di estrazione condensato (v), entra nei due scambiatori di recupero del vapore destinato agli eiettori (e) ed alle tenute (f), supera il rigeneratore di bassa pressione (g) ed entra nel degasatore (t), una volta aggiuntasi la portata di vapore usata per tenere in funzionamento la turbopompa di emergenza.

Qui l'acqua viene degasata dai flussi di vapore proveniente dal serbatoio drenaggi (15) e da parte della portata in uscita dallo spillamento di alta pressione (21): la porzione rimanente spillata (17 e 19) è utilizzata per il preriscaldamento dell'aria primaria comburente (23 e 24).

Dopo il degasaggio l'acqua innalza la sua pressione grazie alla pompa di alimento (u) e fa ritorno alle caldaie, ad eccezione di una frazione limitata (13)

che è utilizzata per l'attemperamento del vapore destinato agli eiettori. La maggior parte (10 e 11) giunge alle caldaie, dove si scalda, vaporizza, si surriscalda e riprende il ciclo.

4.3 Analisi energetica dell'impianto

Per comprendere e valutare le potenzialità dell'impianto in ottica cogenerativa, si è proceduto preliminarmente alla valutazione delle potenzialità dell'impianto attraverso un'analisi energetica del termovalorizzatore.

In particolare, oltre ad avere un'idea generale del funzionamento, si sono volute trovare le seguenti quantità:

- le portate di vapore spillabili nella sezione di alta e di bassa pressione, in previsione di un funzionamento cogenerativo con spillamento in piena condensazione
- la portata di vapore uscente dalla turbina, ricavabile da quella in ingresso alla stessa decurtata dalle portate di vapore ai due spillamenti, in ottica di una possibile cogenerazione effettuata tramite contropressione

È stato necessario, a tal fine, recarci alla centrale di Valmadrera per acquisire i dati utili a determinare il comportamento dell'impianto. Si è ritenuto sufficiente rilevare tre set di dati, in altrettanti giorni, tra Aprile e Luglio 2010, nei quali il carico della turbina è stato sensibilmente diverso da un giorno all'altro (in realtà si sono svolte altre due visite precedentemente per prendere confidenza con il personale e con l'impianto nel suo complesso); in questo modo è stato possibile calcolare le grandezze interessate per tre distinte produzioni elettriche, corrispondenti a tre dinamiche produttive differenti dell'impianto.

In data 26 Aprile 2010 la turbina elaborava un carico elevato e le condizioni erano vicine a quelle di massima produzione elettrica; il 3 Giugno la potenza era sensibilmente inferiore, mentre il giorno 30 dello stesso mese ancora minore.

Di seguito sono mostrate le produzioni elettriche lorde di potenza nelle date dei rilevamenti.

Tabella 4.3 - Produzioni elettriche lorde dell'impianto nelle date di rilevamento

Data	26-04-2010	03-06-2010	30-06-2010
Potenza lorda [kW]	10'041	7'900	6'788

I dati su cui si è lavorato sono stati letti dai DCS (Distributed Control Systems) che visualizzano i valori di portata, pressione e temperatura negli schemi dei vari componenti dell'impianto, presenti nel software utilizzato per il controllo, la gestione e la diagnostica degli stessi. Di seguito è visibile una raffigurazione che mostra di cosa si tratta.

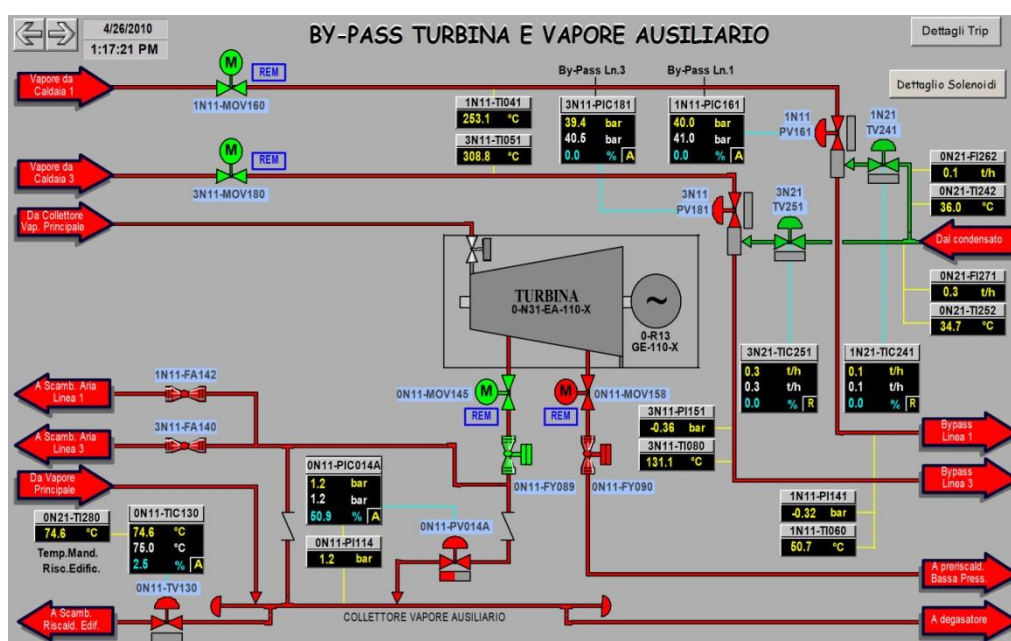


Figura 4.7 - Rappresentazione di una schermata visibile in sala controllo

È stato necessario anche leggere alcuni valori di pressione da opportuni manometri situati presso la turbina a vapore e misurare, con l'ausilio di un pirometro, a disposizione dei tecnici dall'inizio del 2010, le temperature dei condotti di alta e bassa pressione che trasportano il vapore spillato dalla turbina. Questa operazione è stata effettuata nel punto più vicino possibile alla turbina che fosse fisicamente accessibile ad un operatore addetto allo svolgimento di tale misurazione.

Per una corretta valutazione si è opportunamente tolto localmente l'isolamento termico, costituito da un corposo strato di lana di vetro, in modo da registrare il valore di temperatura del tubo in acciaio in cui scorre il vapore; si è ritenuta tale

temperatura pari a quella del vapore, data la bassa inerzia termica del metallo e le grandi portate di vapore in gioco.

Il pirometro (o termometro a infrarossi) è uno strumento che fornisce su un piccolo LCD una misura di temperatura solamente puntandolo verso la superficie dell'oggetto desiderato: questa viene ricavata in funzione della potenza irraggiata dalla superficie. A sua volta quest'ultima dipende dal valore di emissività del corpo, definita come potenza irraggiata dallo stesso rapportata a quella irraggiabile da un corpo nero alla medesima temperatura.

È stato quindi fondamentale impostare un valore di emissività, tra le opzioni di settaggio dello strumento, quanto più realistico possibile, per ottenere dei valori di temperatura corrispondenti a quelli reali. A questo scopo, è stato utilizzato come riferimento la tubazione che conduce il vapore attemperato agli eiettori che effettuano il vuoto al condensatore, dove si conosce la temperatura, mantenuta costante e pari a 200 °C, attraverso una termocoppia di cui il condotto è dotato. Si è proceduto quindi alla modifica del valore dell'emissività settata di default nello strumento affinché la temperatura misurata non fosse stata pari a 200 °C: questa si verificava per un valore di emissività $\varepsilon = 0,9$, che è stato quindi lasciato impostato per tutte le misurazione effettuate. Si è poi controllato che l'emissività impostata fosse in linea con i valori per l'acciaio⁵.

Ulteriori dati, non leggibili direttamente sul campo perché misurati tramite contatori analogici cumulativi, sono stati consultati in appositi registri, sui quali i tecnici appuntano periodicamente determinati consumi o forniture inerenti all'impianto: è il caso, ad esempio, delle portate quotidiane di vapore convogliate nelle tubazioni dirette agli uffici per i servizi di riscaldamento e raffrescamento (gli uffici in prossimità della centrale, che si occupano della parte commerciale dell'azienda, sono dotati di una macchina frigorifera ad assorbimento), necessarie in questo studio per il calcolo della quantità di vapore prodotto in caldaia ma non entrante in turbina.

Infine, in pochi ma specifici casi, non potendo reperire le informazioni in alcun altro modo, ci siamo visti costretti ad ipotizzare dei valori plausibili di alcune grandezze. Sarà specificato opportunamente in seguito dove si è verificata tale situazione.

⁵ Effettivamente sul manuale d'uso del pirometro viene dato un range di emissività per l'acciaio laminato compreso tra 0,7 e 0,9.

L'analisi energetica è stata quindi condotta con il seguente modus operandi:

- Si sono svolti, in primo luogo, i bilanci energetici e di massa per i componenti interessati dello schema globale dell'impianto, in modo da calcolare il valore di altre grandezze utili all'analisi complessiva
- Si sono calcolate le portate nelle varie diramazioni del flusso evolvente nell'impianto e le proprietà termodinamiche, scegliendo come punti di partenza realtà di cui erano a disposizione valori di portata, pressione e temperatura: si è deciso di seguire perciò il percorso del flusso di vapore dall'uscita delle due caldaie fino all'ingresso del condensatore e, parallelamente, dall'uscita dello stesso per giungere di nuovo all'ingresso delle caldaie stesse
- Sono state ricavate le condizioni del vapore in uscita dalla turbina, di modo che quest'ultime potessero rendere veritiero il bilancio energetico all'albero
- Per controllare la veridicità del modello di calcolo utilizzato e dei risultati conseguiti, si è imposto un bilancio massico ed energetico al degasatore ed uno massico al condensatore, assicurandosi che l'errore percentuale ottenuto fosse minore di quello proprio degli strumenti di misura di possibili errori umani nell'atto del rilevamento

Questo modello è stato poi verificato utilizzando un altro tipo di analisi, basata sul rispetto del primo principio della termodinamica, certamente meno preciso del metodo utilizzato per la mancanza di informazioni tali da poter scegliere questo tipo di approccio piuttosto di quello da noi adottato. È stato tuttavia preso in considerazione, dopo la scelta di opportune ipotesi alla base, come ulteriore verifica per la veridicità dei risultati ottenuti. Entrambi i procedimenti saranno spiegati più diffusamente nella sottosezione 4.3.2 "Analisi del turboalternatore".

4.3.1 Acquisizione dei valori di portata e delle proprietà termodinamiche dei flussi in uscita ed entrata nei componenti principali dell'impianto

Ora si mostreranno, per ogni componente a noi utile per l'analisi dell'impianto, come si sono trovate le portate di vapore evolventi e i suoi valori termodinamici di interesse. Per il calcolo di questi si è usata la routine *Xmollier* contenuta in Excel[®]. Nelle figure in questa sottosezione, in grigio sono rappresentati i valori delle grandezze conosciuti, misurati, direttamente forniti dai DCS o, dove espresso, ipotizzati, mentre in giallo quelli ricavati attraverso opportuni calcoli.

4.3.1.1 Caldaie

Come già spiegato precedentemente, nell'impianto sono presenti due caldaie, una per ognuna delle due linee di potenza. Sono noti dai DCS i valori delle portate di vapore in ingresso ed in uscita con le relative pressioni e temperature: si sono calcolate quindi l'entalpia e l'entropia dei rispettivi flussi. È stato inoltre possibile il calcolo della portata di liquido saturo in uscita dai corpi cilindrici e diretti al serbatoio dei drenaggi tramite differenza tra la portata uscente e quella entrante in caldaia.

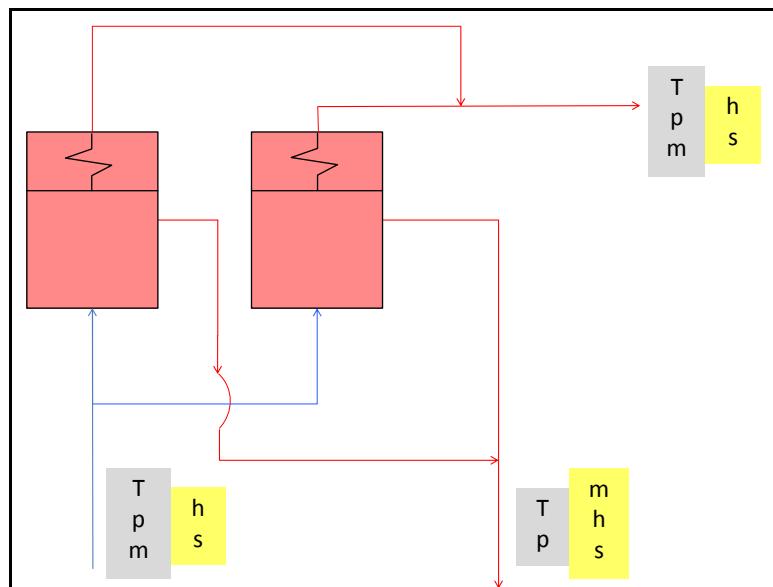


Figura 4.8 - Particolare dei flussi materiali interessanti le caldaie

In due casi si è registrato un valore di portata di vapore uscente da caldaia maggiore di quella entrante nella stessa: ciò è spiegabile fisicamente tramite un abbassamento del livello di liquido saturo presente nei corpi cilindrici (CC), uno per ogni caldaia.

Si è ritenuto, in questo caso e in quelli presentanti la medesima situazione, che l'abbassamento del livello dei CC sia dovuto non solo ad una maggiore portata uscente rispetto a quella entrante: si è ipotizzata una portata di liquido saturo uscente dai CC e diretta al serbatoio dei drenaggi tale da imporre il rispetto del bilancio massico al serbatoio stesso. Questo fatto è stato tenuto in considerazione al momento della verifica del bilancio di massa al degasatore.

4.3.1.2 Preriscaldatori d'aria comburente

Questo componente è stato oggetto di numerosi dibattiti con i tecnici della centrale. A seconda del capoturno della squadra di tecnici che operavano in sala macchine, infatti, i preriscaldatori sono stati tenuti in funzionamento o meno tramite chiusura di apposite valvole. In solo una delle tre occasioni infatti erano attivi, mentre nelle altre due erano disattivati, anche se in realtà una piccola portata di vapore trafileva comunque per la non perfetta chiusura delle suddette valvole.

Nell'ultima visita effettuata la tendenza sembrava quella di tenere il preriscaldamento dell'aria chiuso, perché in tal modo la produzione elettrica istantanea, visualizzata on line tramite un'apposita schermata, sembrava aumentare in maniera sensibile; in realtà ciò era dovuto al fatto che una maggiore portata di vapore entrava in turbina, a discapito della qualità della combustione e di un maggior quantitativo di rifiuto incenerito. Si è utilizzato il preriscaldamento solamente quando la combustione nei forni, tenuta sempre sotto controllo con delle videocamere, risultava più difficoltosa, a causa della composizione del rifiuto, oppure in certe situazioni climatiche, contraddistinte da un clima particolarmente umido.

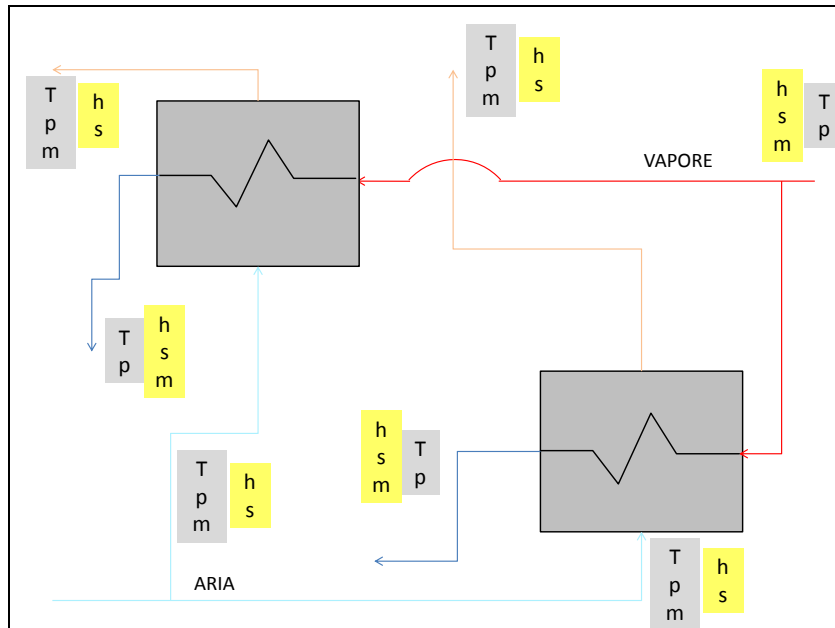


Figura 4.9 - Particolare dei flussi materiali interessanti i preriscaldatori di aria comburente

Dalle schermate di sala controllo sono note le portate e le temperatura dell'aria in ingresso e in uscita da questi scambiatori (uno per ciascuna linea): in questo modo è stato possibile, attraverso un bilancio energetico, calcolare la portata di vapore che li attraversa. Le condizioni di entrata del vapore sono supposte pari a quelle in uscita dal primo spillamento, mentre quelle di uscita sono misurate sempre con il pirometro, nel punto più accessibile vicino allo scambiatore. In questo modo è possibile calcolare, tramite un bilancio energetico, la portata di vapore transitante nello scambiatore stesso.

4.3.1.3 Rigeneratore di bassa pressione

Anche questo componente è soggetto a criticità: il problema risiede in una valvola di sicurezza, probabilmente mal progettata, presente sul condotto del secondo spillamento (che conduce il vapore dalla turbina allo scambiatore rigenerativo di bassa pressione) che sfiata quando la pressione nella tubazione supera i 3,2 bar. Quando una sola delle due linee è attiva (spesso nel corso del 2009 si sono avuti molti guasti ai forni e funzionava solamente una linea su due) la pressione all'interno della tubazione in questione non supera mai questo valore limite. Durante il corso di quest'anno, invece, si sono verificati

pochissimi malfunzionamenti ai forni e nella maggior parte dell'anno entrambe le linee sono rimaste in funzione.

Quando questo accade, la pressione nel condotto è di molto superiore a quella limite: come naturale conseguenza la valvola sfiata in atmosfera parte del vapore spillato, causando un enorme dispendio energetico. Per questa ragione i tecnici tengono la valvola di ammissione del secondo spillamento chiusa.

In questo modo, però, non è possibile effettuare il preriscaldamento dell'acqua che giunge dal pozzo caldo. Si è notato comunque un leggero incremento della temperatura dell'acqua nel rigeneratore di bassa pressione (valori noti dai DCS sia in ingresso che in uscita) e, conoscendone la portata che lo attraversa, si è potuto calcolare la portata di vapore nello spillamento (di cui erano note pressione letta al manometro e temperatura misurata con il pirometro).

La sua presenza nel condotto è dovuta, molto probabilmente, alle tenute non perfette della valvola di ammissione del vapore allo spillamento. Tuttavia si tratta di una quantità minima di vapore rispetto a quello evolvente in turbina.

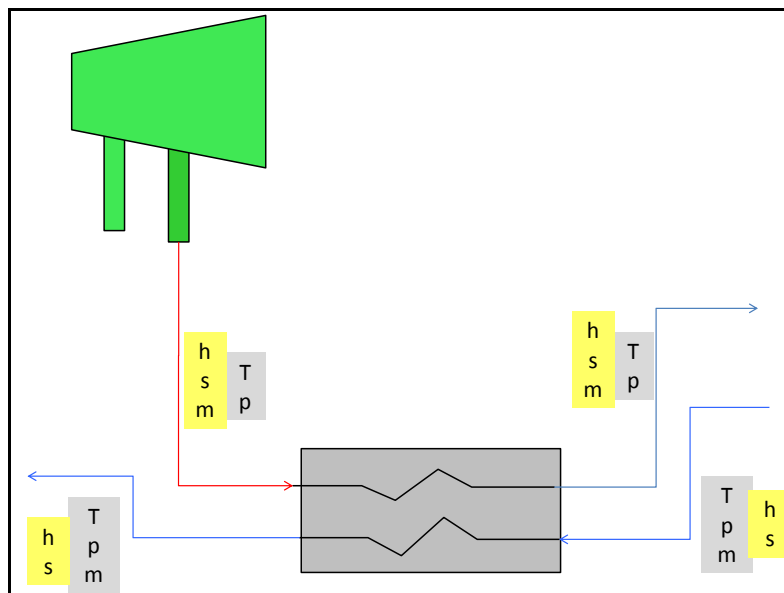


Figura 4.10 - Rappresentazione dei flussi di massa interessanti il rigeneratore di bassa pressione

4.3.1.4 Condensatore

Il condensatore di cui è dotata la centrale è del tipo a doppia capanna, montato sul tetto dell'edificio che contiene la sezione di potenza. Esso utilizza aria come fluido per condensare il vapore in ingresso, attraverso dieci ventilatori di grandi

dimensioni posti sulla parte superiore dell'edificio. Ognuno di questi è servito da un motore elettrico dedicato, la cui potenza assorbita aumenta con l'innalzarsi delle condizioni di temperatura esterne: nei mesi estivi, quando queste sono più alte e risulta perciò più difficoltosa la condensazione, la potenza assorbita dai motori è più elevata rispetto a quella utilizzata nei mesi invernali, al fine di aumentare i coefficienti di scambio termico convettivo necessari a garantire le condizioni del fluido volute in uscita.

Un quantitativo considerevole dell'energia destinata all'autoconsumo della centrale viene utilizzata per azionare i ventilatori.

L'analisi del condensatore non è stata effettuata tanto per ricavare informazioni sulle proprietà di alcun flusso, quanto per impostare un bilancio di massa al fine di verificare la correttezza dei risultati. Infatti, dopo aver calcolato i flussi massici fluenti nell'impianto, è stato possibile verificare il bilancio massico al condensatore, constatando un errore al di sotto del 5%, cioè all'incertezza di cui sono propri i vari strumenti di misura.

4.3.1.5 Serbatoio drenaggi

In questo serbatoio viene raccolta la portata di liquido saturo proveniente dai corpi cilindrici delle due caldaie: all'interno si instaura un equilibrio liquido-vapore, di cui una piccola parte viene usata per degasare, assieme a quella portata proveniente dallo spillamento di alta pressione, mentre la quota parte che chiude il bilancio massico (e opportunamente integrata da un serbatoio di acqua demineralizzata) viene scaricata in fogna in condizioni di liquido saturo alla pressione del serbatoio, al fine di mantenere il pH dell'acqua evolvente nel ciclo di potenza nel range di valori ottimali.

Quando una delle due linee non è funzionante, i tecnici chiudono lo spillamento di alta pressione e tengono attivo solamente quello di bassa pressione, che effettua il preriscaldamento dell'acqua del ciclo. Il degasaggio in questa situazione è assicurato proprio attraverso la portata di vapore saturo in uscita dal serbatoio drenaggi. Durante un'analisi svolta nel corso del 2009 quando era in funzione solo una delle due linee (non è stato infatti possibile imporre ai tecnici di interrompere il funzionamento di una linea), è stato possibile calcolare che tale portata corrisponde a 0,046 kg/s di vapore saturo. In mancanza di altri dati, si è perciò ritenuto opportuno utilizzare tale valore come portata effettivamente entrante al degasatore, verificando la correttezza dell'assunzione a posteriori, tramite un bilancio di massa ed energetico al degasatore stesso. È quindi possibile calcolare la portata in uscita come liquido saturo come differenza tra

quella entrante e uscente, ipotizzando che il livello nel serbatoio rimanga costante.

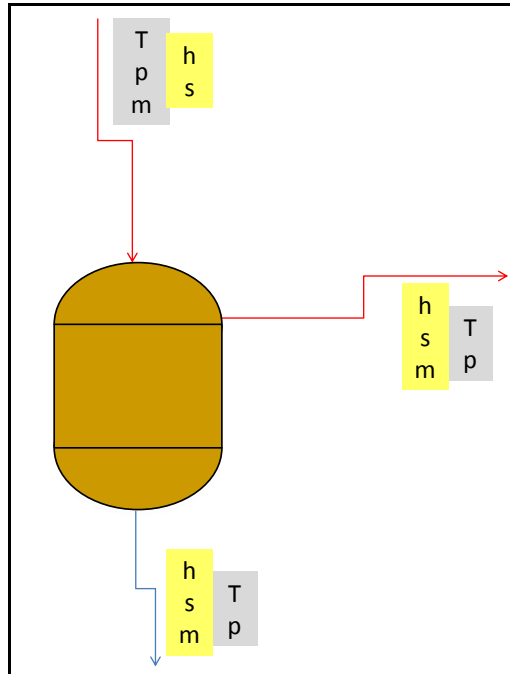


Figura 4.11 - Rappresentazione dei flussi di massa che interessano il serbatoio drenaggi

4.3.1.6 Degasatore

Questo componente svolge il compito di eliminare gli incondensabili dalla corrente di acqua che evolve nel ciclo che, nel contempo, viene preriscaldata, prima di essere pompata ed inviata alle caldaie.

A differenza dell'approccio avuto con il condensatore, i bilanci qui effettuati sono serviti sia per il calcolo di valori necessari all'analisi globale, sia come controllo finale sulla correttezza dei risultati ottenuti.

Sono noti, dalle schermate dei valori presi dai DCS in sala controllo, i valori di portata, pressione e temperatura dell'acqua proveniente dal rigeneratore di bassa pressione e della portata di vapore saturo dal serbatoio drenaggi, mentre si conoscono, tramite la lettura di un manometro e la misurazione tramite pirometro, solo le condizioni del vapore in uscita allo spillamento di alta pressione, ma non la portata.

Per quanto riguarda le condizioni di uscita dal degasatore stesso si è presentato un problema a livello di misurazione delle proprietà termodinamiche. Infatti i

rilevamenti visualizzati nei DCS in sala controllo indicavano un accoppiamento di valori di pressione e temperatura nel serbatoio che non corrispondevano alle condizioni di liquido saturo, condizioni a cui dovrebbe uscire il fluido dal degasatore. In particolare la temperatura fornita era più alta di quella di liquido saturo alla pressione fornita. Si è quindi deciso di affidarsi alla temperatura come parametro noto e di calcolare la pressione di liquido saturo corrispondente, in quanto, grazie all'esperienza dei tecnici, siamo stati informati che i rilevatori di temperatura sono soggetti ad un errore inferiore rispetto a quelli di pressione, che in alcuni punti sono stati anche sostituiti in quanto non molto affidabili. Una conferma di questo modo di procedere è stata data dalla misura della temperatura al degasatore tramite il pirometro, molto vicina a quella fornita dai DCS.

È stato quindi possibile calcolare le condizioni del liquido in uscita, prima del pompaggio e l'invio alle caldaie. La portata in uscita è invece nota: infatti, è pari alla somma delle portate entranti nelle due caldaie e di quella destinata all'atterramento del vapore agli eiettori, entrambi valori letti dalle schermate in sala controllo.

Si è proceduto quindi a calcolare, tramite bilancio energetico (utilizzando come portata uscente dal degasatore quella in ingresso dello stesso, non quella diretta alle caldaie), la portata proveniente dallo spillamento di alta pressione che, unitamente a quella che arriva dal serbatoio dei drenaggi, assicura la degasazione.

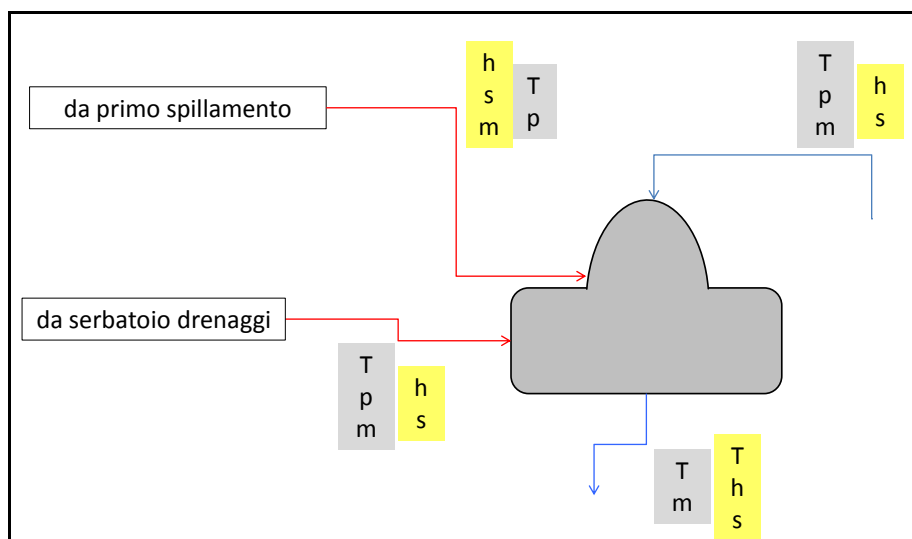


Figura 4.12 - Flussi materiali che interessano il degasatore

Ancora una volta, per controllare la correttezza dei risultati, si è ricorso ad un bilancio massico ed energetico al degasatore, tenendo conto che nella portata in uscita al degasatore dovranno comparire i termini di portata che compensano lo svuotamento del corpo cilindrico nelle caldaie. Anche in questo caso si calcola un errore inferiore al 5% per entrambi i bilanci per tutti i tre casi analizzati, ben all'interno del range di sicurezza.

Infine, la presenza del pennacchio di vapore sul tetto della centrale, in prossimità dei ventilatori per la condensazione, è ulteriore indice dell'avvenuta degasazione.

4.3.1.7 Serbatoio di acqua demineralizzata

Da questo serbatoio proviene l'integrazione di acqua di cui l'impianto necessita, per il fatto che durante il ciclo di potenza l'acqua assorbe incondensabili e altre sostanze che la rendono aggressiva nei confronti dei componenti più delicati.

I dati sono disponibili tramite i valori quotidiani di acqua integrata (non quindi valori istantanei), letti tramite un contatore e scritti in un apposito registro. Nelle varie analisi si è tenuto in considerazione l'ulteriore verifica che l'acqua in uscita dal serbatoio drenaggi fosse un valore numericamente vicino a quello medio di portata proveniente dal serbatoio stesso.

4.3.1.8 Condizionamento ambientale uffici, pulizia cassoni, eiettori e tenute e reattore DeNO_x

La portata in uscita dalle due caldaie è un dato fornito dai rilevatori di portata e visualizzato nelle schermate dai DCS. La somma di queste è quindi quella diretta in turbina. Prima di giungere alla stessa, il flusso di vapore subisce un decremento di portata, perché parte dello stesso è utilizzato per diversi scopi; si tratta di portate contenute, ma per una corretta analisi è stato necessario prenderle comunque in considerazione tramite opportuni calcoli.

Si è considerata innanzitutto la portata di vapore destinata al condizionamento ambientale degli uffici: in un apposito schedario sono registrati questi consumi, giorno per giorno, attraverso la lettura di un contatore.

In seguito si è preso in considerazione la pulizia dei cassoni contenenti rifiuti speciali, di origine ospedaliera: per questioni di sicurezza igienico-sanitaria si provvede a pulirli con una minima parte del vapore uscente da caldaia (stimabile, attraverso consultazioni con i tecnici, in 1 t/h).

Si è tenuto in considerazione anche una parte di vapore surriscaldato utilizzato per innalzare di temperatura l'ammoniaca utilizzata nel reattore SCR, che da un valore di circa 20 °C si avvicina ai 100 °C.

Infine, si è decurtata dalla portata di vapore entrante in turbina anche la quota destinata agli eiettori e alle tenute, anch'essi valori molto ridotti, acquisiti, in mancanza di informazioni più precise, dai diagrammi P&I⁶ (Piping and Instrumentation).

Il vapore destinato al condizionamento degli uffici, all'atterramento del vapore per gli eiettori e per il riscaldamento dell'ammoniaca fa ritorno, tramite opportune condutture, dopo l'uso a cui è preposto, al pozzo caldo; la stessa cosa non avviene invece per la portata di vapore destinata alla pulizia dei cassoni contenenti i rifiuti speciali, che viene gettata in fogna e quindi persa.

4.3.2 Analisi del turboalternatore

La trattazione del turboalternatore è stata considerata a parte, in quanto oggetto di una metodologia di calcolo diversa rispetto ai bilanci usati per i componenti d'impianto precedenti.

La sezione del turboalternatore è costituita da una turbina a vapore e un alternatore, entrambi installati sul medesimo albero.

La turbina a vapore, progettata per lavorare in piena condensazione, è stata costruita dalla Franco Tosi S.p.A. e in origine prevedeva tre sezioni di spillamento (una di alta, una di media e una di bassa pressione) e delle condizioni in ingresso nominali del vapore surriscaldato con temperatura di 460 °C e pressione di 60 bar.

⁶ Colloqui con i tecnici hanno garantito che queste portate non sono soggette a variazioni consistenti nel corso dell'anno.

Tabella 4.4 - Caratteristiche della turbina a vapore nelle condizioni originali

Costruttore	Franco Tosi	
Tipo	TV 13/S	
Velocità di rotazione	3'000	RPM
Temperatura vapore all'ammissione	60	bar
Pressione vapore all'ammissione	460	°C
Pressione di scarico del vapore	0,098 - 0,148	bar
Spillamenti	3 (non regolabili)	

Questa macchina però, al momento della messa in funzione nell'impianto di Valmadrera, non è stata acquistata direttamente dal produttore, bensì di seconda mano da un'azienda specializzata nella riparazione e manutenzione di macchine di questo tipo [15].

Al momento dell'acquisto, le condizioni operative della turbina non coincidevano più con quelle originali, ma presentavano le seguenti caratteristiche, mostrate nella figura seguente.

Costruttore	Franco Tosi	
Tipo	TV 13/S	
Potenza elettrica massima	10'500	kW
Velocità di rotazione	3'000	RPM
Temperatura vapore all'ammissione	40	bar
Pressione vapore all'ammissione	398	°C
Pressione di scarico del vapore	0,098 - 0,148	bar
Spillamenti	2 (non regolabili)	

Tabella 4.5 - Caratteristiche odierne della turbina a vapore

Si tratta di una turbina a condensazione a due spillamenti⁷ costituita da una ruota ad azione con due file mobili e una fissa e da 44 stadi di palette a reazione. La potenza erogata è di 10'500 kW_{el} con una portata di vapore in ingresso di 49,5 t/h (13,708 kg/s) a 40 bar e 398 °C ed una pressione di scarico tra i 0,098 bar e

⁷ Primo spillamento: con 31,65 t/h di vapore in ingresso, la portata spillata è di 3 t/h a pressione di 4,17 bar e temperatura di 198 °C. Con 51,1 t/h di vapore in ingresso, la portata spillata è di 3,57 t/h a pressione di 4,25 bar e temperatura di 188 °C.

Secondo spillamento: con 31,65 t/h di vapore in ingresso, la portata spillata è di 1,28 t/h a pressione di 0,77 bar e temperatura di 92,4 °C. Con 51,1 t/h di vapore in ingresso, la portata spillata è di 3,5 t/h a pressione di 1,21 bar e temperatura di 105 °C.

Dati acquisiti dalla scheda tecnica della turbina.

0,148 bar, mentre la velocità di rotazione è fissata dalla rete a 3000 RPM, così da permettere il collegamento diretto con la rete.

Mentre le condizioni di temperatura e pressione in ingresso ed uscita turbina sono mantenute costanti dai sistemi di regolazione rispettivamente della turbina e del condensatore, le condizioni agli spillamenti non sono controllabili, ma variano in funzione del carico.

L'alternatore è stato costruito da Ercole Marelli S.p.A.; si tratta di un generatore sincro trifase collegato a stella, con una tensione di 15'000 V e una corrente di 743 A.

È costituito da un rotore sul quale è montato l'avvolgimento indotto che genera la corrente trifase alternata destinata al consumo.

Il sistema di raffreddamento è di tipo chiuso ad aria, a sua volta raffreddata tramite una batteria di refrigeranti ad acqua con indicatori di flusso di acqua di circolazione. L'eccitazione è alimentata in corrente continua ed è ottenuta da un'eccitatrice statica, che produce la corrente continua che alimenta l'induttore dell'alternatore mediante contatti a spazzola.

Le sue caratteristiche principali sono riassunte nella seguente tabella.

Tabella 4.6 - Caratteristiche dell'alternatore

Costruttore	ERCOLE MARELLI	
Tipo	SGT 17272 D11 - 3fasi	
Macchina n°	808963	
Potenza massima	18'000	kVA
Velocità di rotazione	3'000	RPM
Fattore di potenza (cos φ)	0,58	
Frequenza	50	Hz
Tensione	14'000	V
Corrente nominale	743	A
Isolamento	Classe B	
Servizio	Continuo	
Collegamento	Stella	
Eccitatrice	Tipo Statica	
Raffreddamento	aria/acqua	
Limite tensione e frequenza	+20% del nominale	

I valori in ingresso alla turbina sono letti tramite le schermate che visualizzano le misurazioni effettuate dai DCS: sono noti la portata, la temperatura e la

pressione della corrente di vapore entrante nella turbomacchina, poco prima delle diramazioni che portano il vapore in turbina. A questo valore di portata viene sottratto quello relativo al condizionamento degli uffici, al riscaldamento del NH₃ e alla pulizia dei cassoni dei rifiuti ospedalieri, ottenendo così l'effettiva portata in ingresso alla turbomacchina.

Una volta note tutte le grandezze del vapore entrante nella prima schiera statorica della turbomacchina, è stato necessario ricavare il lavoro effettivamente compiuto dal fluido evolvente in turbina dalla conoscenza di quello elettrico lordo fornito dalla stessa.

Quest'ultimo è noto dai DCS ed è un valore preciso, in quanto serve a contabilizzare l'energia elettrica prodotta dalla centrale e venduta all'azienda distributrice.

Per passare dalla potenza elettrica erogata dal turboalternatore a quella effettivamente ceduta dal vapore alle pale della turbomacchina e susseguentemente all'albero motore, è stato necessario trovare la potenza persa per attriti meccanici alla turbina e per il raffreddamento del generatore elettrico. In mancanza di dati che dessero un'indicazione dell'efficienza complessiva della macchina, si sono ricavate quindi le perdite per attrito fluidodinamico ai cuscinetti che sostengono la turbina (in modo da avere una stima del rendimento organico) e le perdite per raffreddamento al generatore elettrico (per stimare il rendimento elettrico) tramite i dati di riscaldamento dell'olio lubrificante e dell'aria refrigerante, entrambi forniti dai DCS. Sono state ignorate, per mancanza di dati relativi, le perdite di scambio termico tra il flusso di vapore e le palette della turbina e la struttura che la contiene così come il flusso termico tra l'alternatore e l'ambiente circostante.

I valori, calcolati per le tre situazioni in cui sono stati registrati i dati di funzionamento dell'impianto, sono visibili nella figura seguente.

Tabella 4.7 - Valori di rendimento organici ed elettrici per i casi considerati

Data	Potenza elettrica lorda [kW _{el}]	η_{organico}	$\eta_{\text{elettrico}}$	$\eta_{\text{org-el}}$
26/04/2010	10'041	95,6%	98,7%	94,4%
03/06/2010	7'900	96,1%	96,1%	92,2%
30/06/2010	6'988	95,7%	94,3%	90,3%

Si può vedere come, all'aumentare della potenza lorda prodotta, i rendimenti siano più alti: in particolare il rendimento meccanico non varia in modo

significativo, mentre il rendimento elettrico è notevolmente più alto per potenze elevate. Ne consegue che il rendimento complessivo è migliore per produzioni di potenze maggiori.

Avendo a disposizione perciò la potenza meccanica ceduta dal vapore all'albero, ottenuta semplicemente dividendo la potenza elettrica lorda per il rendimento organico ed elettrico della turbina, è possibile effettuare l'analisi energetica del turboalternatore, allo scopo di conoscere le condizioni in uscita dalla turbina.

4.3.2.1 Bilancio massico alla turbina

Prima di procedere con l'analisi energetica, si vuole rapidamente riassumere la metodologia di calcolo grazie alla quale è stato possibile trovare tutti i flussi massici in entrata ed in uscita dalla turbina.

- Condizioni in ingresso in turbina: portata, temperatura e pressione del vapore sono forniti direttamente dai DCS
- Condizioni al primo spillamento (alta pressione): temperatura misurata tramite il pirometro, pressione letta dal manometro, portata calcolata come quantità di vapore necessaria alla degasazione a cui si aggiunge quella destinata al preriscaldamento dell'aria comburente (dove il preriscaldatore sia attivato)
- Condizioni al secondo spillamento (bassa pressione): temperatura e pressione misurate, come per il primo spillamento, rispettivamente dal pirometro e dal manometro, mentre la portata spillata è tale da garantire il preriscaldamento dell'acqua in uscita dal pozzo caldo attraverso il rigeneratore di bassa pressione (mai attivo quando lo sono entrambe le linee, solo una piccola portata che trafila)
- Condizioni in uscita da turbina: portata trovata sottraendo al valore in ingresso i due spillamenti, problema di accoppiamento tra pressione e temperatura risolto prendendo in considerazione la temperatura (valore più affidabile) e calcolando la pressione di saturazione relativa

L'analisi vede come obiettivo il calcolo del titolo di vapore in uscita nel rispetto del bilancio energetico all'albero motore.

4.3.2.2 Analisi energetica della turbina

Dalla conoscenza dei valori di pressione e temperatura del vapore evolvente nei punti sopra citati, è stato possibile calcolare i rispettivi valori di entalpia tramite la routine *Xmollier* contenuta in Excel[®]. A questo punto si è calcolato la potenza ceduta dal fluido alla turbina nei vari tratti di cui questa è costituita, espressa in kW⁸.

- Primo tratto, dall'ingresso in turbina fino all'altezza del primo spillamento

$$P_{in-I} = \dot{m}_{in} \cdot (h_{in} - h_I) \quad (4.1)$$

- Secondo tratto, compreso tra i due spillamenti

$$P_{I-II} = (m_{in} - m_I) \cdot (h_I - h_{II}) \quad (4.2)$$

- Terzo tratto, dall'altezza del secondo spillamento fino all'uscita: non essendo note le condizioni del titolo in uscita, non è possibile calcolare direttamente l'entalpia in uscita e quindi lavoro ceduto dal fluido.

Lo si calcola perciò per differenza, essendo nota la potenza elettrica lorda complessiva erogata, sottraendo a questo quello dei primi due tratti.

In questo modo è possibile trovare, conoscendo l'entalpia del vapore all'altezza del secondo spillamento, il valore dell'entalpia del vapore in uscita di turbina e tutte le altre proprietà termodinamiche.

Le equazioni usate per tale procedimento sono le seguenti.

⁸ Si ricorda che i pedici in, I, II e out si riferiscono rispettivamente alle condizioni in ingresso alla turbina, in ingresso al primo spillamento, al secondo e in uscita alla turbina stessa.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{P_{el,lorda}}{\eta_{org-el}} - P_{in-I} - P_{I-II} = P_{II-III} \\ h_{out} = h_{in} - \frac{P_{II-III}}{\dot{m}_{in} - \dot{m}_I - \dot{m}_{II}} \end{array} \right. \quad (4.3)$$

Noto il valore dell'entalpia del vapore in uscita è stato possibile dunque trovare il suo titolo, conoscendo la pressione di saturazione alla temperatura di condensazione.

Si è poi proceduto al calcolo dei valori di entalpia all'altezza del primo, del secondo spillamento ed in uscita nell'ipotesi che nei tre tratti di turbina ci siano delle espansioni ideali isoentropiche.

In questo modo si è potuto applicare la definizione di rendimento isoentropico per i tre tratti interessati (da ingresso a primo spillamento, da questo al secondo e da quest'ultimo all'uscita):

$$\eta_{iso} = \frac{h_{in} - h_{out}}{h_{in} - h_{out,iso}} \quad (4.4)$$

Con i dati rilevati nelle tre giornate, il comportamento della turbina è risultato il seguente.

Tabella 4.8 - Valori dei rendimenti isoentropici di turbina nei vari tratti per i casi interessati

Data	26/04/2010	03/06/2010	30/06/2010
P_{el lorda} [kW_{el}]	10'041	7'900	6'987,6
η_{in I}	65,07%	63,83%	66,87%
η_{I II}	82,33%	80,78%	80,34%
η_{II out}	81,90%	82,09%	77,34%

Si può vedere come per tutti i casi risulti basso il valore per il primo tratto: ciò può essere spiegato con il fatto che la camera ruota, situata all'inizio della turbina, ha dei rendimenti molto bassi in quanto compie grandi salti entalpici in pochi stadi. Negli tratti seguenti i rendimenti migliorano: per il caso a massima e

minima potenza il picco di rendimento si ha nel tratto centrale, per quello intermedio nell'ultimo tratto.

L'analisi si è infine conclusa attraverso alcuni controlli atti ad appurare la veridicità dei risultati ottenuti.

In primo luogo si sono svolti dei bilanci di massa e di energia, come già precedentemente anticipato, in quei componenti dell'impianto che finora non sono stati oggetto di tali analisi. Si sono presi in considerazione separatamente quindi il degasatore ed il condensatore, verificando sia la correttezza del bilancio di massa che quello di energia, ovvero che l'errore ammissibile fosse inferiore al 5%, dovuto alla non idealità degli strumenti di misura.

Secondariamente, si è condotto un altro tipo di analisi, meno precisa rispetto alla precedente, ma comunque effettuata per confrontare i risultati ottenuti da questa con quelli della precedente.

I punti seguiti in questo caso possono essere riassunti come segue:

- Data la potenza termica ceduta al vapore, il lavoro complessivo fornito dal vapore alle palette e ipotizzate opportunamente le perdite termiche della centrale, si è potuto calcolare in linea di massima la potenza termica persa per condensazione
- Calcolato il calore latente di evaporazione alla pressione di condensazione [16], è stato possibile trovare la portata di vapore saturo in uscita dalla turbina (a valle del separatore di gocce che cattura la parte di liquido contenuta nel vapore stesso) dividendo la potenza termica in condensazione per il calore latente stesso
- Si è trovato il titolo del vapore in uscita e le relative proprietà termodinamiche, nel rispetto del bilancio di potenze all'albero
- Si è effettuato un confronto con i risultati ottenuti con il metodo precedente, osservando che lo scarto tra i valori è trascurabile, anche per quanto riguarda le verifiche ai bilanci al degasatore ed al condensatore

Tabella 4.9 - Confronto tra grandezze significative tra l'approccio scelto e quello di verifica per il caso del giorno 26 Aprile 2010

Grandezze a confronto	Approccio scelto	Approccio di verifica
m_I [kg/s]	1,516	1,523
m_{II} [kg/s]	0,0167	0,0167
h_{out} [kJ/kg]	2353,71	2353,37
x_{out} [kg _{vap} /kg _{tot}]	90,28%	90,23%
$\eta_{in I}$	65,07%	65,07%
$\eta_{I II}$	82,33%	82,33%
$\eta_{II out}$	81,78%	82,17%

Anche negli altri casi i risultati ottenuti sono stati praticamente coincidenti con l'approccio scelto.

Per ultimo, si sono considerate le portate spillate in termini adimensionali e in quelli di portata ridotta.

Nella tabella seguente sono riportati i rapporti tra le portate massiche ai due spillamenti e quelle evolventi in turbina subito prima l'estrazione.

Tabella 4.10 - Rapporti tra le portate spillate e quelle evolventi in turbina

Data	26/04/2010	03/06/2010	30/06/2010
m_I/m_{in}	0,1107	0,1400	0,1135
$m_{II}/(m_{in}-m_I)$	0,02	0,0144	0,0138

Si nota che il rapporto risulta pressoché costante in ogni situazione: solo delle leggere variazioni sono apprezzabili. Questo è un ulteriore indice della correttezza dei risultati.

Vedendo la situazione in termini di portata ridotta calcolata al primo spillamento, la situazione non cambia: i valori di questa in ogni circostanza rimangono simili, realtà che conferma ulteriormente i risultati ottenuti.

Tabella 4.11 - Valori di portata ridotta al primo spillamento per i casi considerati⁹

Data	$m_{ridotta}$	$m_{ridotta} / m_{ridotta\ i}$
26/04/2010 (I)	4,221	1
03/06/2010 (II)	5,637	1,336
30/06/2010 (III)	4,944	1,172

In ultimo, a titolo riepilogativo, si riportano i valori termodinamici del vapore nei punti caratteristici di turbina, ottenuti per l'analisi del 26 Aprile 2010.

<i>Ingresso turbina vapore surriscaldato</i>		<i>Condizioni vapore alla ruota</i>	
p_{vap} [bara] =	40,100	p_{vapr} [bara] =	17,500
t_{vap} [°C] =	392,000	t_{vapr} [°C] =	309,757
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	3196,699	h_{vapr} [kJ/kg _{vaps}] =	3054,236
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	6,744	s_{vapr} [kJ/kg _{vap} K] =	6,879
<i>Uscita primo spillamento</i>		<i>Uscita secondo spillamento</i>	
p_{vap} [bara] =	8,200	p_{vap} [bara] =	5,100
t_{vap} [°C] =	248,000	t_{vap} [°C] =	202,000
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2945,337	h_{vap} [kJ/kg _{vaps}] =	2858,930
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,019	s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,060
<i>Uscita turbina</i>			
p_{vap} [bara] =	0,100		
t_{vap} [°C] =	46,600		
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2353,710		
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,410		
x_{vapo} =	0,901		

Figura 4.13 - Valori termodinamici del vapore nelle sezioni di turbina interessate (analisi del 26 Aprile 2010)

Per i valori delle tre analisi svolte si faccia riferimento all'Appendice B: valori del vapore nelle analisi svolte.

4.3.3 Indici caratteristici dell'impianto

Dopo aver verificato la correttezza dei risultati, si sono potuti calcolare gli indici che caratterizzano la bontà di conversione energetica dell'impianto.

In primo luogo si è calcolato il rendimento di caldaia, definito come potenza termica ceduta durante la combustione rapportata alla potenza chimica entrante con il combustibile.

⁹ Con il pedice i si vuole indicare che il denominatore, di volta in volta, è costituito da la portata ridotta I, II e III

Nel nostro caso si è verificato il problema di quantificare il PCI caratteristico del rifiuto che giungeva in centrale.

Sebbene il forno accolga solo RSU e rifiuti speciali, sia di origine ospedaliera che di altra provenienza, non è stato facile caratterizzarne il PCI, soprattutto per quanto riguarda la prima tipologia, in quanto composto da una moltitudine variabile di materiali in quantità di volta in volta diversa, ognuno, a sua volta, caratterizzato da un proprio PCI. Oltre a questo fatto, si aggiunge il non sempre alto senso civico dei cittadini, che cestinano come RSU anche rifiuti che in realtà non sono classificati come tali. A dimostrazione di questo fatto sono a testimonianza alcune fermate non programmate dei forni per lo scoppio di bombolette di gas o altre situazioni analoghe. Risulta perciò impossibile avere un valore preciso del PCI del rifiuto che brucia in caldaia.

A questo si aggiunge la problematica relativa alla stima della portata di rifiuti bruciata: l'unico valore a disposizione è il quantitativo di rifiuti combusto in 8 ore, ben lontano da essere un valore istantaneo.

Queste difficoltà rendono molto complicato una stima veritiera del rendimento delle due caldaie.

Si è deciso, quindi, di agire in modo differente: dato che la produzione energetica è anch'essa contabilizzata ogni 8 ore, si è pensato di poter passare tramite il rendimento elettrico del ciclo dall'energia elettrica prodotta, nota, a quella fornita al vapore in caldaia. Da questa, dividendo per il PCI e la portata dei rifiuti, anch'essa contabilizzata ogni 8 ore, si trova il rendimento cercato.

Con questo procedimento si elimina l'incertezza riguardo la portata di rifiuti che viene bruciata, lasciando dubbi ragionevolmente contenuti solo al PCI del rifiuto: si assume, però, che il rendimento del ciclo resti invariato durante le 8 ore prese in considerazione, ipotesi accettabile se il carico in turbina rimane circa costante.

Per quanto riguarda il rendimento dell'impianto, la situazione è analoga a quella precedente: una volta nota la potenza sprigionata dalla combustione dei rifiuti, si è diviso per questa quantità la potenza elettrica prodotta lorda e netta, valori entrambi noti dai DCS, per ottenere rispettivamente il rendimento elettrico lordo e netto dell'impianto.

Infine, per il calcolo del rendimento del ciclo termodinamico, è stato sufficiente dividere il lavoro ceduto dal vapore alle palette per l'energia termica conferita al vapore fluente in caldaia.

I suddetti valori sono visibili nella tabella seguente.

Tabella 4.12 - Grandezze caratteristiche dell'impianto

Data	Potenza el lorda [kW]	η_{caldaia}	η_{ciclo}	$\eta_{\text{globale lordo}}$	$\eta_{\text{globale netto}}$
26/04/2010	10'041	92,25%	30,61%	25,55%	20,62%
03/06/2010	7'900	88,80%	28,90%	25,46%	20,49%
30/06/2010	6'988	87,07%	24,61%	21,39%	16,59%

Si nota come i valori di rendimento migliora con l'aumento della potenza prodotta, mentre nella situazione a carichi ridotti i rendimenti sono sensibilmente più bassi. Si vede come il rendimento della caldaia a pieno carico sia più alto rispetto ai carichi parziali. Questo può essere spiegato in primo luogo da un fisiologico decremento di prestazioni di un componente quando opera in condizioni fuori da quelle di progetto e secondariamente tramite il fatto che l'analisi è stata considerata calcolando un PCI del rifiuto medio, ma i rilevamenti di potenza termica ed elettrica sono istantanei, mentre il PCI istantaneo del rifiuto potrebbe essere anche sostanzialmente diverso, a seconda della composizione di rifiuto bruciato in quel medesimo istante.

Per le analisi svolte nel capitolo 6 sarà considerato un rendimento di caldaia pari al 92%.

Il rendimento elettrico netto medio a carichi non troppo bassi si attesta su quello della media degli impianti, compreso tra il 18% ed il 22%.

4.4 Punti critici dell'impianto

Dopo le varie visite alla centrale, dalla visione dei diagrammi P&I e dalle numerose discussioni avute con i tecnici, sono emerse diverse situazioni sicuramente fonte di sprechi energetici e conseguentemente economici, che potrebbero essere oggetto di futuri miglioramenti, elencati qui di seguito.

- a) Utilizzo di vapore surriscaldato per il riscaldamento/raffrescamento degli uffici: la qualità del vapore, necessario per il riscaldamento degli uffici e per il corretto funzionamento delle macchine ad assorbimento per il raffrescamento, è bassa. Si potrebbe utilizzare, per questi scopi, del vapore spillato nella sezione di bassa pressione o tutt'al più in quella di alta.

Invece, per questi servizi, attualmente viene prelevato del vapore surriscaldato direttamente in uscita da caldaia, laminato e attemperato opportunamente per raggiungere le caratteristiche termodinamiche volute. Le portate in gioco sono dell'ordine dei 3'500 – 4'000 kg/giorno, tutt'altro che trascurabili: se a questo si aggiunge la medesima dinamica per la pulizia dei cassoni contenenti i rifiuti speciali di origine ospedaliera (portate decisamente più modeste), ci si rende conto che un miglioramento sotto questo aspetto sarebbe quantomeno auspicabile

- b) I tecnici della centrale tendono a non utilizzare il preriscaldamento dell'aria comburente, se non quando il rifiuto è particolarmente umido e si verificano dei problemi a livello della combustione.

Questo è una fonte di abbassamento del rendimento del ciclo, in quanto si potrebbe utilizzare calore a bassa temperatura per innalzare la temperatura dell'aria comburente piuttosto che usufruire del calore sprigionato dalla combustione dei rifiuti.

Inoltre, anche quando il preriscaldamento dell'aria è attivo, si può notare un'inefficienza non trascurabile: dopo aver preriscaldato l'acqua, il vapore spillato in alta pressione avrebbe ancora delle proprietà termodinamiche interessanti, utilizzabili per operare il degasaggio. Questo però non accade perché esso viene convogliato direttamente al pozzo caldo, dato che le tubazioni che lo collegano al degasatore sono chiuse da una flangia cieca. Se questo fosse possibile, ci sarebbe quindi la possibilità di effettuare la degasazione con il vapore in uscita dal preriscaldatore d'aria, tutt'al più integrato in parte con del vapore spillato. Ci sarebbe quindi più vapore che evolve in turbina e la produzione elettrica aumenterebbe

- c) Quando sono funzionanti entrambe le linee, situazione assai frequente dopo che sono stati risolti i problemi ai forni che causavano la fermata dell'impianto, la pressione del vapore in turbina all'altezza del secondo spillamento si aggira intorno a valori di 5 bar, variabile in funzione del carico. Lungo il condotto dello spillamento di bassa pressione è presente una valvola che si apre automaticamente oltre una pressione di 3,2 bar, probabilmente per un errore di progettazione. In questo modo il rigeneratore di bassa pressione è quasi sempre non funzionante (a parte dei trafiletti di vapore), a meno della fermata di una delle due linee, a

seguito della quale la pressione all'altezza dello spillamento considerato è inferiore a quella di sfiato della valvola.

Questo, oltre ad essere un fatto ulteriore che contribuisce al decremento del rendimento del ciclo, è problematico in ottica della cogenerazione effettuata tramite spillamento, poiché per bacini d'utenza considerevoli sono necessarie spillamenti corposi, che nel caso specifico non possono essere effettuati per la presenza della suddetta valvola.

Sarà necessario quindi prevedere uno scenario alternativo in cui si ipotizza l'installazione di una turbina di recente costruzione, con spillamenti regolabili e senza il problema della limitazione della portata spillata.

5 Ottimizzazione della rete TLR per Lecco, Valmadrera, Malgrate e Civate

5.1 Criteri di individuazione delle aree servibili

Per meglio individuare le utenze allacciabili al sistema di teleriscaldamento, è stato effettuato il censimento di tutte le strutture presenti sui territori dei comuni interessati: Lecco, Valmadrera, Malgrate e Civate.

I dati degli edifici sono stati forniti in seguito a una collaborazione realizzata con i tecnici dell'azienda distributrice del gas Acel Service [17], avente sede a Lecco, che hanno contribuito alla valutazione delle utenze il cui allacciamento alla rete sarebbe risultato conveniente.

E' stata effettuata una prima scrematura, tra tutte le strutture presenti nel database, escludendo quelle aventi un consumo annuo inferiore a 5'000 m³/anno corrispondenti, per lo più, a realtà monofamiliari di volumetria riscaldata intorno ai 300 m³. Trattandosi, infatti, di edifici di volume ridotto, i costi di allacciamento sarebbero risultati superiori rispetto ai benefici economici che ne sarebbero derivati, sia per il cliente che per l'azienda distributrice¹⁰.

Nell'elenco delle strutture considerate rientrano condomini con impianti di riscaldamento centralizzati, esercizi comunali e privati, strutture scolastiche, strutture ospedaliere private e pubbliche e villette plurifamiliari.

Con riferimento a tale elenco, in particolare alle utenze medio-grandi, sono stati individuati gli edifici tra i quali sarebbero dovute transitare le tubazioni e si è giunti, quindi, all'ottenimento di un elenco più contenuto rispetto a quello iniziale. Un'ulteriore scrematura della lista di edifici è stata ottenuta eliminando quelle strutture eccessivamente distanti dall'andamento della condotta principale, una volta ipotizzato dove avrebbe potuto transitare, tali da non giustificare economicamente un loro allacciamento, noto il consumo annuo di ognuna.

Nella procedura di stesura del percorso è stato tenuto conto che il passaggio attraverso alcune strade risultasse più vantaggioso, come, a titolo di esempio,

¹⁰ Fonte A.I.R.U.

tratti del manto stradale edificati sopra torrenti sotterranei, che non avrebbero comportato costi di scavo. In questa particolare situazione la tubazione dell'acqua del teleriscaldamento viene semplicemente agganciata sotto la pavimentazione stradale.

E' stato, inoltre, privilegiato il passaggio per strade a basso traffico automobilistico, sia per facilitare la realizzazione delle attività lavorative, senza creare eccessivi disagi ai cittadini del luogo, sia perché l'ottenimento dei permessi per i lavori di scavo e posa dei tubi dovrebbe risultare più semplice e temporalmente più breve.

Il passaggio conclusivo, che ha portato alla stesura vera e propria del tracciato, è stato quello di eseguire un'analisi topologica per esaminare le zone a più alta densità delle utenze rimanenti a seguito delle varie scremature. Individuati tali siti si è proceduto con la scelta delle strutture effettivamente allacciabili.

Tra tutte gli edifici considerati spicca l'Ospedale di Lecco, che risulta l'utenza più energivora, con una richiesta energetica di circa 2'300'000 m³/anno di gas naturale. Anche il polo lecchese del Politecnico ha un consumo abbastanza elevato però non è stato incluso tra le utenze allacciabili perché, secondo i progetti futuri, si pensa di alimentarlo a mezzo di una sorgente geotermica.

Per ogni comune considerato è stato realizzato un foglio di calcolo che riportasse l'elenco delle utenze e i dati relativi ai consumi. Le strutture sono state suddivise per colore in base al numero di ogni percorso.

Essendoci vincoli sulla privacy i dati forniti da Acel Service non riportano alcun numero civico o intestatario del contratto di fornitura, ma sono distinte da un codice che le classifica in base alla diversa tipologia nel seguente modo:

- 5: strutture condominiali
- 13: altre realtà
- 14-15-80: contratti particolari

Gli edifici che i tecnici di Acel riportano sotto la dicitura "altre realtà" sono state considerate come realtà monofamiliari o plurifamiliari ai fini del conteggio della domanda termica annua, trattandosi di consumi annui contenuti. Al contrario i "contratti particolari" sono stati valutati come esercizi pubblici e privati.

La richiesta annua di gas, fornita da Acel, per ogni utenza fa riferimento a un preciso profilo termico di prelievo individuato a mezzo di un codice secondo la Delibera 17/07 dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas.

Si riporta un esempio per meglio comprendere il significato assunto da ogni cifra:

012E1

Le prime tre cifre sono incluse in un range da 001 a 013 e identificano l’utilizzo del calore richiesto. La lettera presente individua la zona climatica in cui è ubicata la struttura. In Italia sono presenti cinque zone climatiche, comprese tra “B” ed “F”, contraddistinte da un diverso valore di gradi giorno. Tra i profili sono presenti edifici riportanti la lettera “X” che indica utenze il cui calore è sfruttato per il condizionamento estivo a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Nel caso considerato tutte le utenze sono comprese nella zona climatica “E” e solo poche sfruttano calore per raffrescamento. Alla luce di tale considerazione risulta evidente che l’ipotesi di effettuare il teleraffrescamento non sia particolarmente attraente, a meno di dotare altri edifici di macchine ad assorbimento, situazione piuttosto complessa.

Per questa ragione, nel nostro studio non sarà presa in considerazione questa possibilità.

L’ultimo numero, da 1 a 3, fornisce l’indicazione dei giorni della settimana in cui è richiesto il calore. In tabella si riporta la dicitura sopra esplicitata.

Tabella 5.1 - Elenco codici profili di prelievo standard secondo la delibera 17/07 del AEEG

Categorie d'uso		
Codice	Descrizione	Componente termica
001	Uso cottura cibi	NO
002	Acqua calda sanitaria	NO
003	Cottura cibi + acqua calda sanitaria	NO
004	Uso tecnologico	NO
004	Uso tecnologico	NO
004	Uso tecnologico	NO
005	Uso condizionamento	NO
006	Riscaldamento individuale/centralizzato	NO
007	Riscaldamento individuale + cottura cibi + acqua calda sanitaria	SI
008	Riscaldamento individuale + cottura cibi	SI
009	Riscaldamento individuale + acqua calda sanitaria	SI
010	Riscaldamento individuale + cottura cibi + acqua calda sanitaria	SI
011	Riscaldamento individuale + acqua calda sanitaria	SI
012	Uso tecnologico + riscaldamento	SI
012	Uso tecnologico + riscaldamento	SI
012	Uso tecnologico + riscaldamento	SI
013	Uso condizionamento + riscaldamento	SI

Si nota che alcune utenze usufruiscono del calore per scopi tecnologici e ad uso di cottura cibi. A tal proposito si pone il problema della valutazione effettiva del calore usato ai fini del solo riscaldamento ed è quindi stata ipotizzata una percentuale che valutasse l'effettiva richiesta termica. Come ipotesi alla base si è scelto l'80% per il primo caso e il 10% per il secondo. Di conseguenza la richiesta totale annua verrà decurtata delle percentuali stabilite.

Per ogni utenza si è proceduto, quindi, partendo dai m³ annui di gas naturale richiesti, a calcolare l'energia termica annua richiesta, passando per l'energia mensile attraverso le percentuali mensili di richiesta e infine l'energia giornaliera media per ogni mese, ottenuta dividendo quella mensile per i giorni del mese considerato. In questo primo calcolo non è stato tenuto conto delle perdite termiche e di carico lungo le tubazioni del teleriscaldamento.

Ottenuti tali profili è stato calcolato l'andamento della richiesta energetica oraria per il giorno tipo di ogni mese facendo riferimento ai profili di domanda proposti nel libro [18] per le categorie di utenze considerate.

Come profili di riferimento sono stati usati i seguenti.

- Strutture condominiali con 48 appartamenti
- Palazzi e uffici
- Case di cura ed ospedali
- Utenze monofamiliari

In questo modo per ogni mese può essere ricavata la fascia oraria in cui siano localizzati i picchi di richiesta. Il valore sul quale verrà dimensionato il circuito di teleriscaldamento sarà, diversamente, la massima richiesta termica annua di ciascun edificio. Ottenuto tale valore è possibile risalire al diametro della condotta principale sfruttando i cataloghi in commercio. Il metodo seguito e i criteri di progettazione verranno approfonditi nei capitoli seguenti.

5.2 Valmadrera

Nel comune di Valmadrera è situato il termovalorizzatore Silea S.p.A. predisposto alla fornitura del servizio di teleriscaldamento. L'ubicazione della centrale è indicata con il puntatore blu, come riportato in Figura 5.1, e coincide con l'inizio della rete di teleriscaldamento. La dorsale principale è unica, individuata dalla linea di colore rosso più intenso. I tratti di tonalità rosso più chiaro rappresentano le diramazioni principali, mentre in verde sono identificate le diramazioni secondarie. Tale legenda è mantenuta invariata nel corso dell'intera trattazione.

Il primo tratto, oggetto di esposizione, è rappresentato dalla tubazione in uscita dalla centrale che allaccia le utenze di Valmadrera, separate rispetto al centro storico vero e proprio dalla strada provinciale. Il tragitto proposto in figura non è oggetto di variazioni nei diversi percorsi che verranno proposti.

La realizzazione dei lavori di scavo sulla via Provinciale è alquanto problematica sia per quel che concerne l'ottenimento dei permessi provinciali

sia per la viabilità, trattandosi di una strada ad alta concentrazione di traffico. Per tale motivo è stato scelto il passaggio lungo strade secondarie, poco battute, che non creerebbero eccessivi problemi.



Figura 5.1 - Tratto ubicato nel comune di Valmadrera a partire dal termovalorizzatore

Le strade percorse dalla dorsale principale sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 5.2 – Vie attraversate dalla diramazione principale Percorso 1 Valmadrera

Via L.Vassena	Via Fornaci	Via Piedimonte
---------------	-------------	----------------

Le vie interessate dalle diramazioni secondarie, nel caso considerato, risultano solo tre.

Tabella 5.3 – Diramazioni secondarie per il Percorso 1 di Valmadrera

Via Fornaci	Via Piedimonte	Via Ca' de Sbir
-------------	----------------	-----------------

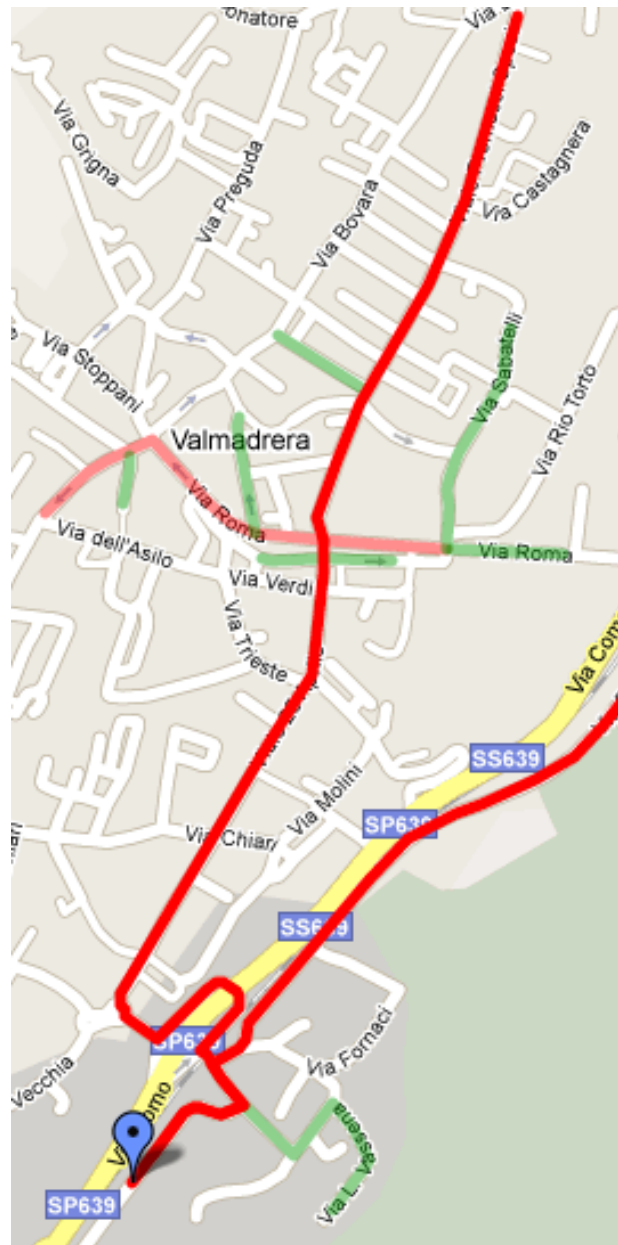


Figura 5.2 - Tragitto ipotizzato per il raggiungimento delle utenze di Valmadrera secondo la configurazione del Percorso 1

Per quanto concerne il raggiungimento del centro storico del comune di Valmadrera, riportato in Figura 5.2, è stato ipotizzato che la condotta principale si biforchi in uscita della centrale, facendo seguire alle tubazioni la tratta

stradale che supera la superstrada sfruttando il sottopassaggio che prosegue lungo via XXV Aprile.

Con tale percorso è possibile allacciare anche gli edifici ubicati lungo la suddetta via per aumentare la fornitura del servizio.

Il tragitto è di tipo lineare ed è previsto il solo raggiungimento delle strutture localizzate lungo il tracciato, senza distaccarsi eccessivamente dalla dorsale principale.

E' stata scartata a priori l'ipotesi di pervenire al comune superando la superstrada all'incrocio con via Gaggio poiché si porrebbero eccessivi problemi per la realizzazione dei lavori di scavo.

La previsione di una diramazione indipendente diretta a Valmadrera implica la predisposizione di uno scambiatore dedicato al ramo stesso e gli organi complementari ad esso necessari. Questo porterebbe ad un aumento di costi proporzionale al numero dei componenti coinvolti, pertanto, anche se più conveniente ai fini del bilanciamento, tale scenario viene escluso a priori.

Il percorso mostrato in Figura 5.2 corrisponde all'ipotesi di allacciabilità minima del comune, le strade interessate dalla dorsale principale sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 5.4 – Diramazioni principali nel centro storico di Valmadrera per il Percorso 1

Via L. Vassena	Via XXV Aprile	Via Roma
Viale Promessi Sposi	Via Manzoni	P.za Monsignor Citterio

Le diramazioni secondarie sono invece ubicate lungo le seguenti vie.

Tabella 5.5 – Andamento vie secondarie per il comune di Valmadrera Percorso 1

Via San Giuseppe	Via Roma	Via Sabatelli
Via Fatebenefratelli	Via Magistris	Via Privata Gavazzi
Via XX Settembre		

Il successivo ampliamento del Percorso 1 è costituito da un ramo aggiuntivo che percorre via Rio Torto per raggiungere il comune di Malgrate mediante un percorso più breve. Il Percorso 2 prevede l'aggiunta delle utenze presenti lungo la via sopra citata e il passaggio attraverso una via sterrata che sfocia in Piazzale

Alpini, sita nel comune di Malgrate. La configurazione proposta è riportata in figura seguente.

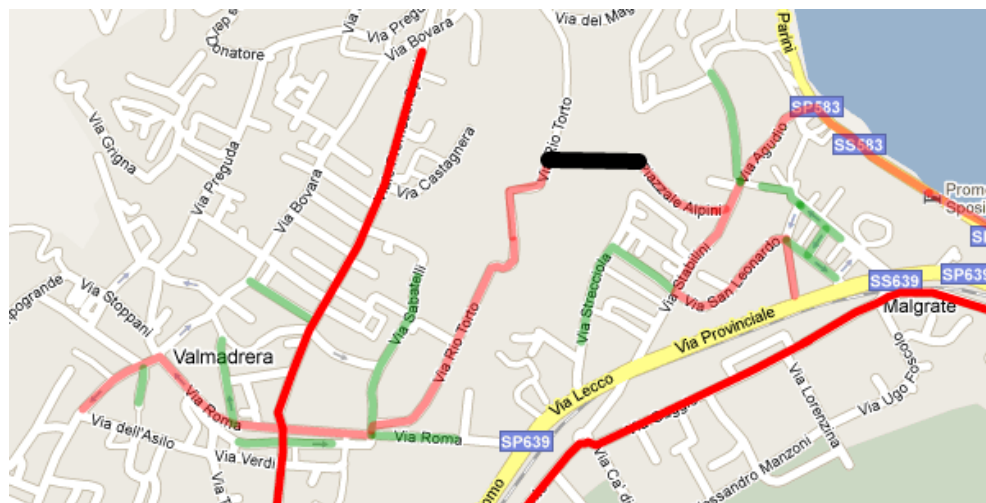


Figura 5.3 - Rappresentazione del Percorso 2 che realizza il collegamento tra Valmadrera e Malgrate

In Figura 5.3 il segmento in nero rappresenta il collegamento attraverso la strada sterrata. Lungo Piazzale Alpini non sono ubicate utenze rilevanti, pertanto rappresenta solo un passaggio obbligato della condotta principale.

Ulteriore ampliamento del Percorso 2 è il Percorso 3 che costituisce lo scenario di massima allacciabilità che può essere realizzato. In Figura 5.4 è rappresentato il tragitto con le relative diramazioni. La dorsale principale subisce una biforcazione subito dopo il passaggio della Provinciale e ne derivano due rami distinti. Il primo che percorre via Casnedi e si interrompe alla fine di via San Rocco, l'altro che segue l'andamento del Percorso 2 con l'aggiunta di ulteriori diramazioni principali. Giunto alla fine di via Roma il condotto si divide per attraversare via Manzoni, a sinistra, e via Bovera, a destra.

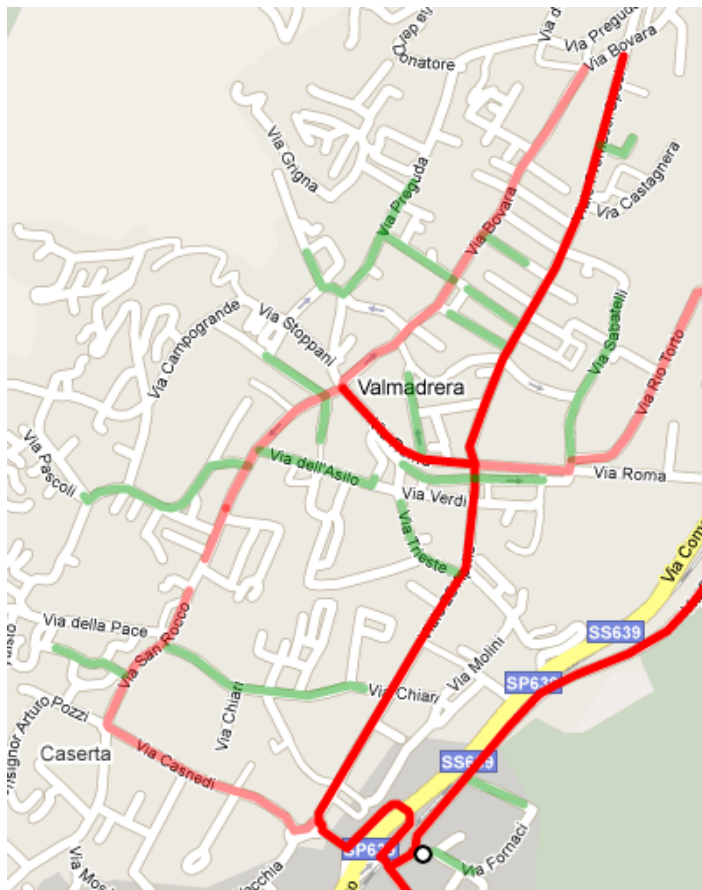


Figura 5.4 - Percorso di Valmadrera nell'ipotesi del Percorso 3

La struttura della rete si presenta di tipo “ad albero”. La scelta è stata dettata dalla semplicità di dimensionamento e bilanciamento delle perdite di carico. La realizzazione di una configurazione “a maglie” sarebbe stata ipoteticamente possibile ma non altrettanto affidabile. La presenza di un unico punto di distribuzione dell’energia, la centrale di proprietà Silea, rende tale scenario critico da gestire qualora si verificano malfunzionamenti o rotture. È consigliabile sfruttarlo solo in presenza di più punti di erogazione del servizio. Considerando lo scenario proposto per ogni snodo della dorsale saranno installate valvole per la regolazione delle perdite di carico nel suddetto ramo. Visto il dislivello geodetico minimo tra la centrale e il comune non sono necessarie ulteriori sottostazioni di pompaggio. La pompa sita nella centrale è in grado di fornire la prevalenza necessaria per vincere sia le perdite di carico che la differenza di quota.

L'aumento del numero di edifici che usufruiscono della rete comporta ai clienti finali un vantaggio in termini di servizio erogato per i motivi espressi nel capitolo 2, ma è necessario considerare la disponibilità energetica della centrale tenendo presente che Valmadrera non è l'unico comune a beneficiare del servizio.

Si elencano le strade percorse dalla tratta principale in aggiunta al Percorso 1, per entrambe le diramazioni:

Tabella 5.6 – Diramazioni principali del centro storico di Valmadrera per il Percorso 3

Via Casnedi	Via Cavour	Via Bovara
Via San Rocco	Via Rio Torto	

Facendo riferimento alle diramazioni secondarie, in aggiunta alla configurazione del Percorso 1, si annoverano le seguenti strade.

Tabella 5.7 – Diramazioni secondarie Percorso 3 centro storico Valmadrera

Via Chiari	Via San Martino	Via Leopardi
Via Rocca F.	Via dell'Asilo	Via Primo Maggio
Via Preguda	Piazza Fontana	Via Don Abbondio
Via Trieste	Via San Valerio	Via Don Rodrigo
Via dei Bravi		

5.3 Malgrate

Le utenze selezionate nel comune di Malgrate sono ubicate in una zona divisa dal passaggio della superstrada e della ferrovia. La dorsale principale continua linearmente lungo la direzione previamente ipotizzata di via Fornaci, per raggiungere il centro storico di Lecco. Al termine di via Gaggio è localizzato un ponticello in pietra che funge da passaggio pedonale mettendo in comunicazione le due zone di Malgrate. Si è pensato di sfruttare tale struttura per agganciare i tubi alla pavimentazione sottostante risparmiando sui costi di scavo.

Il centro commerciale "Iperal", di futura costruzione, situato proprio a fianco della strada provinciale, può essere raggiunto dal ramo percorrente via Roma.

In Figura 5.5 è proposto il tracciato per il Comune di Malgrate con riferimento al Percorso 1. Considerato il numero minimo di utenze potenzialmente allacciabili della zona si è scelto di ipotizzare un unico scenario che le comprendesse globalmente. L'unica differenza che non modifica il tragitto delle tubazione è il raggiungimento del Comune a mezzo del ponte in pietra che collega via Fabusa e via Gaggio o la strada sterrata tra via Rio Torto e piazzale Alpini.

La diramazione principale si esaurisce dopo aver servito l'ultima utenza di viale Italia.

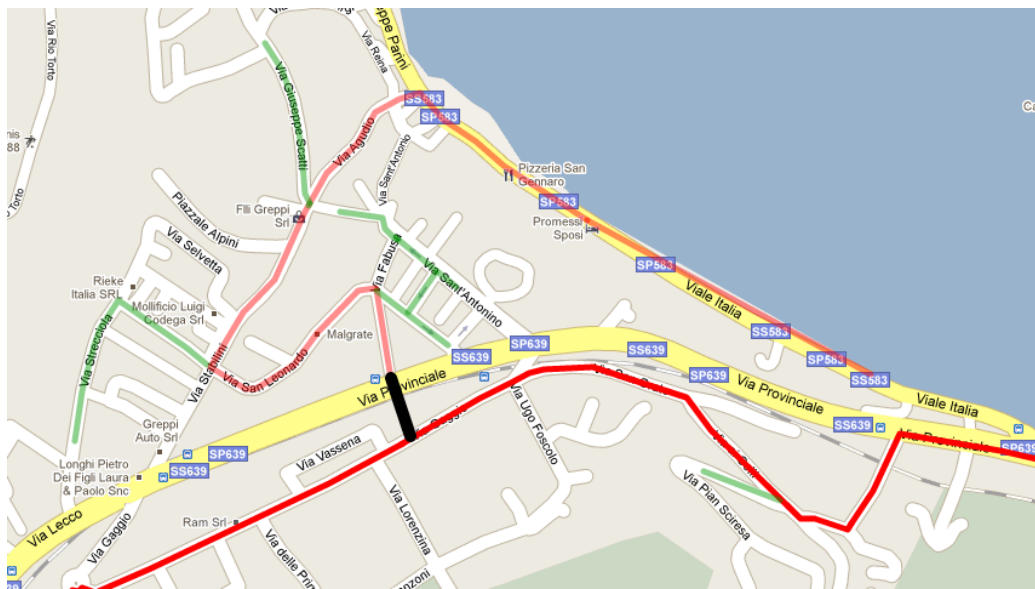


Figura 5.5 - Tracciato nel comune di Malgrate secondo il Percorso 1

Ricapitolando il percorso della dorsale principale si ottiene l'elenco di strade qui di seguito mostrato.

Tabella 5.8 - Dorsale principale del Percorso 1 per il comune di Malgrate

Via Gaggio	Via San Grato	Via ai Colli
Via Provinciale	Via Fabusa	Via San Leonardo
Via Stabilini	Via Agudio	Viale Italia
Via Unione	Via Valle Scura	Via Alessandro Volta

Per le diramazioni secondarie si hanno le aggiunte presenti in Tabella 5.9.

Tabella 5.9 - Diramazioni secondarie del Percorso 1 per il comune di Malgrate

Via Pian Sciresa	Via Roma	Via Belvedere
Via San Carlo	Via Strecciola	Via Veneto
Via Monsignor Polvara	Via Sant'Antonino	Via Scatti

Le due soluzioni proposte per il raggiungimento del territorio di Malgrate non sconvolgono sensibilmente la progettazione della rete. Ciò che le contraddistingue è una differenza nell'esborso economico per i lavori di scavo in quanto il passaggio per il ponte in pietra, Percorso 1, prevede che i tubi siano semplicemente ancorati al pavimento sottostante. Questo diminuirebbe anche i disagi che ne potrebbero derivare alla viabilità automobilistica.

Si dovrà valutare, in termini di esborso economico, quale risulti più vantaggioso.

La dorsale principale, percorrente via Gaggio, prosegue fino al Ponte Kennedy per raggiungere il centro di Lecco. Il passaggio lungo Ponte Vecchio è interdetto perché considerato patrimonio architettonico.

Per completezza si riporta l'immagine raffigurante il Percorso 2 e si può notare come il tragitto non muti rispetto al caso del Percorso 1.

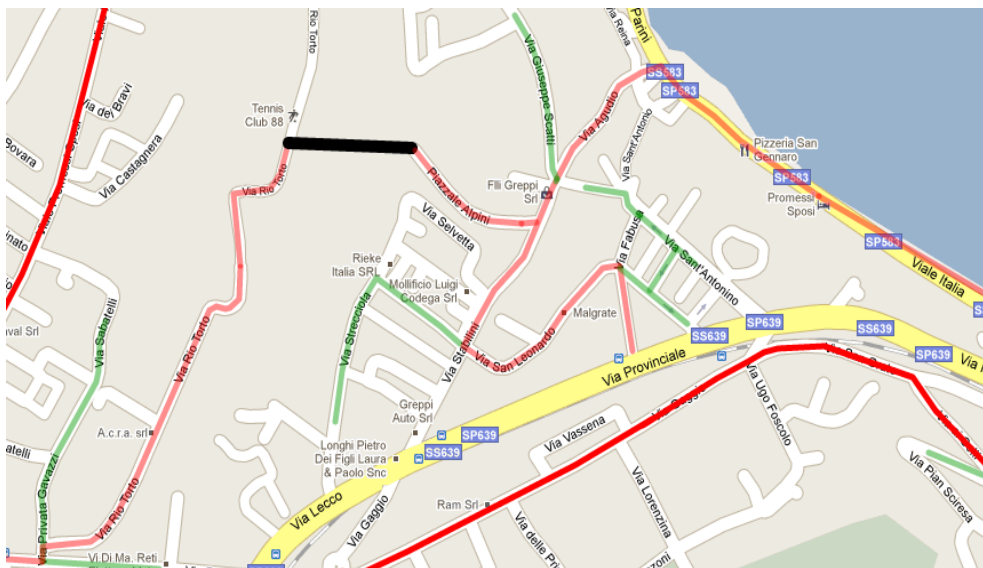


Figura 5.6 - Tragitto di Malgrate servito dal ramo proveniente da Valmadrera mediante il collegamento tra via Rio Torto e Piazzale Alpini

5.4 Civate

Il percorso dedicato al comune di Civate prevede la realizzazione di una diramazione indipendente uscente dall'impianto. Il raggiungimento delle utenze del Comune è reso difficoltoso dalla presenza della superstrada. L'unico modo per superarla è il sottopassaggio sfruttato per raggiungere il comune di Valmadrera, non essendoci attraversamenti più convenienti. Questo rende necessaria la stesura di un tracciato alquanto lungo e tortuoso che percorre l'intera via Santa Vecchia fino ad arrivare agli edifici interessati. Inoltre non sono presenti utenze da collegare lungo tale tratto, all'incirca 1'650 m, quindi si dovrà sostenere un costo rilevante solo per raggiungere la prima utenza utile.

In Figura 5.7 è riportato l'andamento del Percorso 1, unica ipotesi proposta per servire le strutture del Comune visto il numero limitato di esse.



Figura 5.7 - Rappresentazione del Percorso 1 ipotizzato per il raggiungimento del comune di Civate

Una soluzione che porterebbe ad un tragitto più breve per raggiungere gli edifici implicherebbe effettuare i lavori di scavo lungo via Como, prosecuzione della superstrada. Tale ipotesi rappresenta una soluzione di difficile realizzazione, vista la lunghezza dell'iter burocratico per l'ottenimento dei permessi, e causerebbe non pochi problemi alla viabilità automobilistica. Si mantiene, perciò, la soluzione sopra presentata, anche se implicante un esborso più oneroso.

La dorsale principale segue il percorso proposto di seguito.

Tabella 5.10 – Dorsale principale del Percorso 1 nel comune di Civate

Via L. Vassena	Via Santa Vecchia	Via Bellingera
Via della Pace	Via Baselone	Via Tozio
Via Alessandro Manzoni	Via Borgo delle Noci	

Le diramazioni secondarie, invece, seguono le vie seguenti.

Tabella 5.11 - Diramazioni secondarie del Percorso 1 per il comune di Civate

Via Privata Valsecchi	Via alla Santa	Via IV Novembre
Via Sant'Antonio	Via Ca' Nova	Via del Ponte
Via Broggi	Via Provinciale	Via Longoni
Via C. Villa	Via Nazario Sauro	Via Stella Diana
Via XXIV Maggio	Via Scarenna	Via Cerscera

La scelta, come esposto ad inizio paragrafo, di sfruttare un ramo dedicato della rete implica la realizzazione di uno scambiatore di calore ad hoc ubicato in centrale e la relativa stazione di pompaggio. La valutazione dei costi in relazione ai guadagni derivati sarà condotta in seguito nel capitolo dedicato all'analisi economica concernente l'investimento complessivo.

5.5 Lecco

La situazione presentata per il comune di Lecco si prospetta più complessa essendo presente un'elevata quantità di utenze potenzialmente allacciabili.

Nel paragrafo 5.1 è stata illustrata la procedura di scelta delle strutture considerate sul territorio comunale ed è stato individuato l'Ospedale di Lecco come l'edificio più energivoro. Pertanto la prima ipotesi proposta, Percorso 1,

sarà focalizzata al raggiungimento di tale complesso e delle utenze posizionate lungo l'andamento della dorsale principale.

E' stato anticipato che il passaggio attraverso il ponte Kennedy è l'unica via sfruttabile, essendo il Ponte Vecchio considerato bene architettonico. In Figura 5.8 è schematizzato il Percorso 1 per la città di Lecco.



Figura 5.8 - Tracciato del comune di Lecco finalizzato al raggiungimento dell'Ospedale e delle sole utenze limitrofe

Il percorso presenta una conformazione “ad albero”, la stessa adottata per il comune di Valmadrera. La dorsale principale, individuata dalla linea rosso scuro, rimarrà invariata nelle successive ipotesi che non saranno altro che ampliamenti successivi di tale tracciato. Dalla condotta partono le diramazioni principali e secondarie che subiranno, anch'esse, ulteriori sviluppi nei successivi percorsi.

Superato il ponte Kennedy il percorso previsto della dorsale principale del teleriscaldamento prevede i passaggi attraverso le seguenti vie.

Tabella 5.12 – Andamento della dorsale principale del Percorso 1 per il comune di Lecco

Via Leonardo da Vinci	Viale della Costituzione	Via Dante Alighieri
Via Carlo Porta	Via Graziano Tubi	Via Risorgimento
Via Baracca	Via Belfiore	Via dell'Eremo

È stato privilegiato il passaggio lungo il tratto individuato da viale della Costituzione, viale Dante e via Carlo Porta perché realizzato al di sopra del torrente sotterraneo Caldone. In tal modo i lavori di scavo saranno minimi sfruttando la pavimentazione sotterranea per ancorare le tubazioni, con la conseguenza di un risparmio sui costi di realizzazione della rete. Unico accorgimento particolare è la realizzazione di uno spessore maggiore di isolante, qualora si verificassero inondazioni e il livello dell'acqua raggiunga le tubazioni, situazione che aumenterebbe il calore disperso. Nella valutazione economica degli oneri di scavo non è stata considerata alcuna differenza di costo per tale situazione particolare, in quanto non si conosce esattamente il valore specifico al metro di tubo installato.

La realizzazione dei lavori di scavo nel tratto che corre lungo la parte frontale al Centro Commerciale “Meridiana”, snodo principale della città, sarà interessata da problemi relativi alla viabilità automobilistica.

Sono previste diramazioni secondarie per raggiungere alcune utenze di enti pubblici; le strade interessate sono riportate in seguito.

Tabella 5.13 – Diramazioni principali del Percorso 1 per il comune di Lecco

Via Ghislanzoni	Via Digione	Via d'Oggiono
Via Beato Guanella	Via Arlenico	Via Rivolta
Via Giuseppe Giusti	Via Achille Grandi	Via dei Riccioli
Via Tito Speri		

In questo modo si possono allacciare anche edifici che non rientrano nell'elenco dei dati forniti da Acel Service, quali:

- Centro commerciale Meridiana (via Ferriera)
- Sede dell'Asl (via Tubi)
- Istituto tecnico Badoni (via Rivolta)
- Istituto professionale Focchi (via Belfiore)
- Casa di cura Mangioni (via Leonardo da Vinci)

Il Percorso 2 per il comune di Lecco è presentato in Figura 5.9.

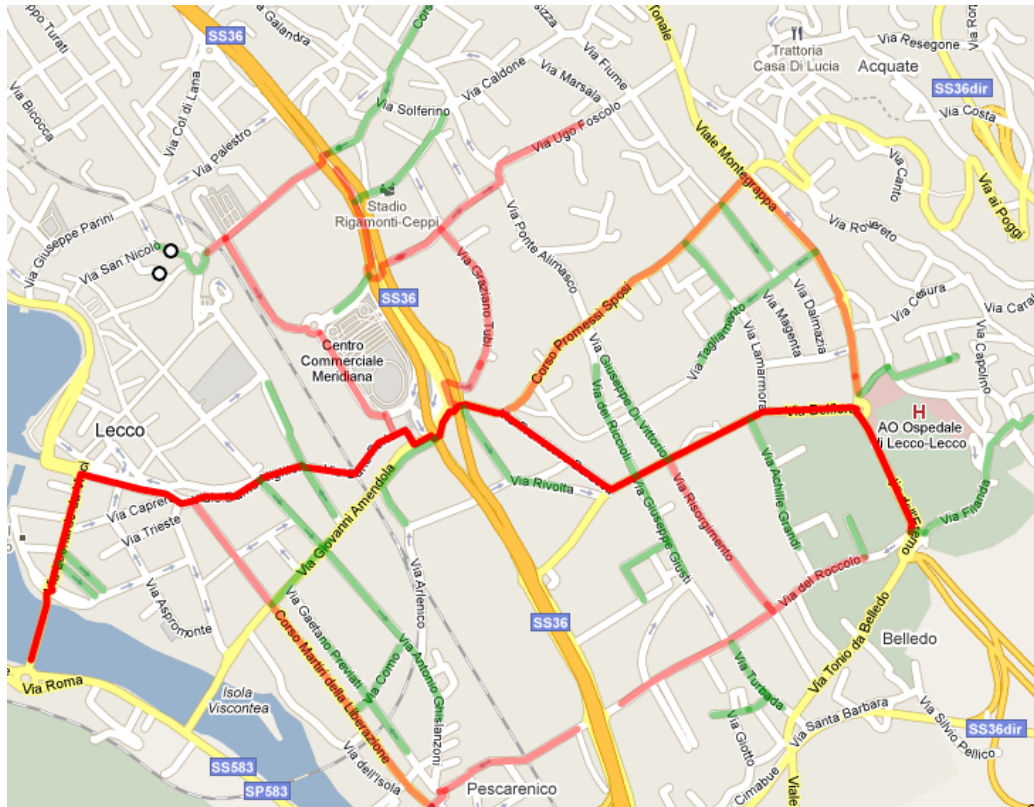


Figura 5.9 - Tracciato di Lecco nella considerazione di aumentare l'allacciabilità delle utenze

Il Percorso 2 permane nella tipologia “ad albero” e rappresenta lo step successivo del Percorso 1. Si nota che le dorsali principali di via Risorgimento e via Tubi hanno subito un allungamento per allacciare le strutture ivi situate.

La diramazione principale termina nello stesso punto precedente dopo aver servito l’Ospedale e da esse, in più, è realizzata una diramazione secondaria che raggiunge la Casa di Cura in via Airoidi Muzzi.

La diramazione principale che costeggia il Centro Commerciale “Meridiana” si interrompe in corso Matteotti, con la relativa diramazione secondaria. Il ramo che, invece, percorre via Tubi assume una configurazione a “T”, andando a servire via Ugo Foscolo e via Cantarelli. Entrambe le condotte sono state sovradimensionate nella previsione futura di un ampliamento della rete nella zona circostante.

Per quanto concerne la dorsale principale il tragitto è modificato da via Dante Alighieri percorrendo le vie elencate in Tabella 5.14.

Tabella 5.14 – Diramazioni principali per il Percorso 2 del comune di Lecco

Via Balicco	Corso Matteotti	Via Ugo Foscolo
Via Ferriera	Via Cantarelli	Via XI Febbraio
Viale Monte Grappa	Via Redipuglia	Via del Roccolo
Via Monsignor Polvara	Corso Martiri Liberazione	Via Fra' Galdino
C.so Promessi Sposi		

Il percorso lineare permette di allacciare più utenze nella città e avere un maggior numero di diramazioni secondarie. In aggiunta alle precedenti del Percorso 1, mantenute invariate, si ha un'espansione secondo il seguente elenco.

Tabella 5.15 – Diramazioni secondarie del Percorso 2 per il comune di Lecco

Via San Francesco	Via Lazzaretto	Via Amendola
Via Como	Via Previati	Largo Montenero
Via Resinelli	Via Don Pozzi	Corso Matteotti
Via Filzi	Via Lamarmora	Via Tagliamento
Via di Vittorio	Via Privata Magnodeno	Via Filanda
Via Airoidi Muzzi	Via Aristide Gilardi	Via Caduti Fossoli
Via Turbada	Via Giotto	

Via Amendola pone alcuni problemi nel tratto superiore, essendo una strada ad alta concentrazione di traffico, quindi è consigliabile eseguire gli scavi solo nella parte inferiore.

Ulteriore ampliamento di questa configurazione è proposto nella Figura 5.10 dove si nota la presenza di diramazioni secondarie nella zona di via Leonardo da Vinci.

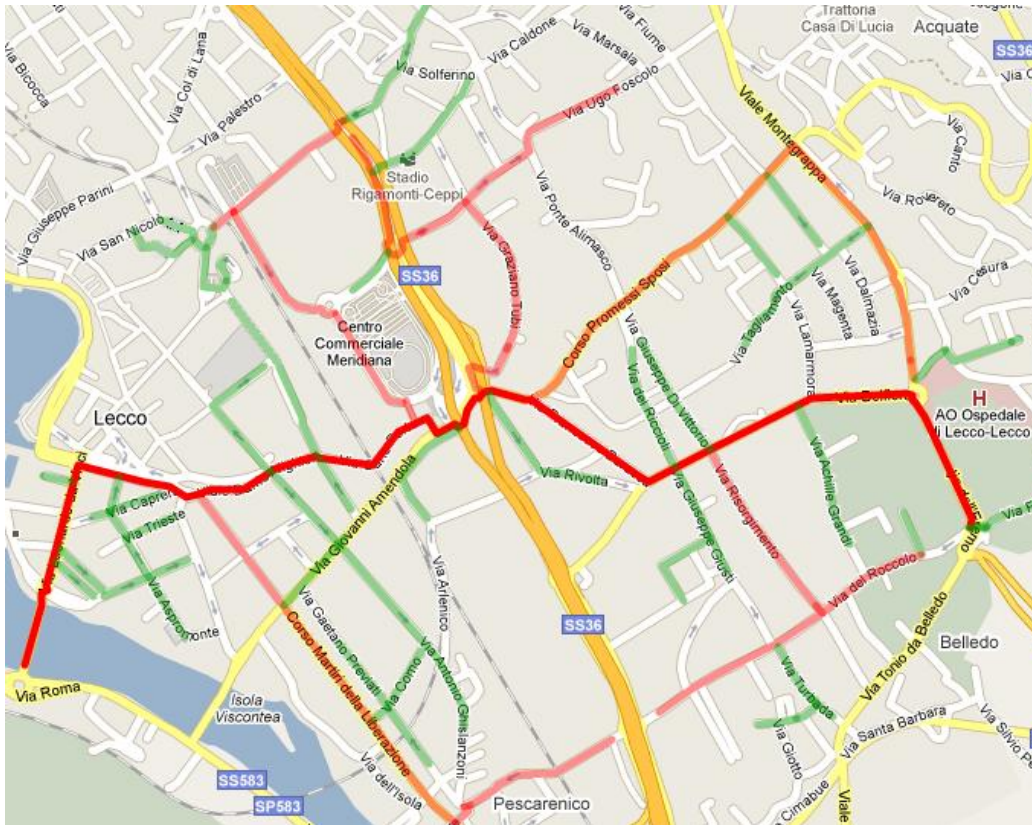


Figura 5.10 - Tracciato del comune di Lecco nell'ipotesi di massima allacciabilità

Non sono state apportate modifiche alla configurazione del Percorso 2, come è semplice vedere dalla Figura 5.10. Sono state semplicemente aggiunte delle diramazioni secondarie che si avvicinano al centro storico, nella zona contigua al Centro “Meridiana”, e parallelamente a via Leonardo da Vinci.

Le vie aggiunte al tragitto del teleriscaldamento, per la configurazione del Percorso 3, sono elencate di seguito.

Tabella 5.16 - Diramazioni secondarie del Percorso 3 per il comune di Lecco

Via Caprera	Via Bezzecca	Via Trieste
Via Aspromonte	Via Nullo	Via Carlo Cattaneo
Via F.lli Cairoli	Via Sassi	Via Montello
P.za Lega Lombarda	Via Bovara	Via Volta
Via Cavour	Vai San Nicolò	

Considerando i dati forniti in partenza da Acel Service risultano escluse un numero di utenze non trascurabile. Le zone di Pescarenico e Germanedo sono state limitatamente interessate dal collegamento del teleriscaldamento, mentre le zone di Acquate, Maggianico e Chiuso sono state completamente trascurate perché troppo distanti per essere raggiunte.

6 Modifiche all'impianto in ottica cogenerativa

6.1 Valutazione sulla tipologia di funzionamento cogenerativo dell'impianto

Puntando l'attenzione sull'utilizzo del calore scaricato dal ciclo termico della sezione di recupero energetico per utilizzarlo in un ottica cogenerativa, nasce la necessità di apportare delle modifiche strutturali all'assetto attuale dell'impianto.

Una prima ipotesi consisterebbe nel convertire il funzionamento della turbina dall'attuale piena condensazione a quello in modalità a contropressione: sarebbe necessario aumentare opportunamente la pressione a cui interrompere l'espansione del vapore (maggiore di quella attualmente operativa di condensazione), in modo che questo, in uscita dall'ultimo stadio di turbina, abbia un contenuto entalpico sufficiente al fine di fornire energia termica al fluido vettore che andrà ad operare il teleriscaldamento. Questo consisterebbe nell'eliminazione di un numero opportuno di stadi della parte finale dell'espansore, di modo che in uscita dall'ultimo stadio rimanente il vapore abbia le caratteristiche opportune per effettuare la cogenerazione.

Impiantisticamente la configurazione è analoga a quella per la sola produzione di energia elettrica, con la differenza che il condensatore è raffreddato dal fluido termovettore che fornisce il calore all'utenza, oppure il vapore in uscita da turbina viene inviato direttamente alle utenze per far ritorno alla centrale condensato (situazione in Italia meno diffusa).

Lo schema a contropressione vincola molto rigidamente la produzione di elettricità a quella del calore, dato che sono due grandezze univocamente determinate dalla portata di vapore.

Per quanto fosse possibile, l'eliminazione di questo vincolo risulterebbe poco interessante, poiché significherebbe far bypassare al vapore la turbina o l'utenza termica, a seconda della potenza termica da questa richiesta [19].

Nel primo caso si tratterebbe di ridurre la potenza elettrica senza alterare quella termica: si tratta di un'opzione proponibile solamente in uno scenario in cui non esista un utilizzo per tutta l'elettricità generabile. Nel caso in cui, come nel caso in questione, sussista un collegamento con la rete nazionale, è economicamente conveniente cedere alla rete l'elettricità prodotta (al netto di quella utilizzata per l'autoconsumo).

Nel caso di bypass di una o più utenze termiche, si scaricherebbe in ambiente parte o tutto il calore di condensazione con apposite apparecchiature ausiliare, riducendo così la potenza termica senza agire sulla potenza elettrica prodotta. Ciò comporta la condensazione di vapore a pressione elevata non richiesto dall'utenza termica, che invece potrebbe essere ulteriormente espanso e giungere fino ad un condensatore freddo aumentando la potenza elettrica prodotta: in queste condizioni risulta più interessante il ciclo a piena condensazione con spillamento.

Il ciclo a contropressione rappresenta la situazione ideale nel caso in cui la richiesta termica sia pressoché costante tutto l'anno. Occorre considerare inoltre che, in impianti di termodistruzione dei rifiuti, a differenza di impianti convenzionali (utilizzanti prevalentemente carbone e gas naturale), la portata di vapore generata non è una variabile indipendente, ma costituisce il vincolo primario della gestione dell'impianto, in quanto è determinata dalla portata e dal PCI dei rifiuti.

Inoltre, a differenza di applicazioni con alimentazione a combustibile fossile, non è possibile seguire le variazioni di potenza termica richiesta variando la generazione di vapore: si rendono necessari, quindi, dei sistemi di cessione di calore che, in caso di riduzione o di assenza della richiesta termica, siano in grado di garantire comunque la condensazione di tutta la portata di vapore generata dal forno.

Le limitazioni dovute alla rigidità dell'assetto a contropressione possono essere superate adottando lo schema di funzionamento a cogenerazione tramite spillamento, ma operante in piena condensazione, nel quale il calore è fornito da una derivazione del vapore evolvente in turbina, caratterizzato da un valore di entalpia tale da fornire l'energia termica alla temperatura desiderata.

La richiesta termica variabile è soddisfatta modificando la portata spillata tramite una valvola regolatrice, mentre la restante portata di vapore viene lasciata espandere fino alla pressione di condensazione di progetto. In questo

modo si riesce sempre a sfruttare tutta la portata di vapore prodotta in caldaia, con produzione energetica elettrica o termica, senza andare incontro a sprechi, inevitabili in caso di funzionamento a contropressione.

Dato che la maggior parte delle utenze prese in considerazione presenta carichi termici invernali di gran lunga più elevati di quelli estivi, non si è presa nemmeno in considerazione l'opportunità di operare una scelta di assetto d'impianto a contropressione, per i problemi che conseguono a questa decisione nel caso di carichi termici allacciati con richieste molto diverse durante l'anno, scegliendo direttamente un'analisi di funzionamento dell'impianto in assetto cogenerativo operante in piena condensazione, recuperando energia termica tramite uno spillamento rigenerativo.

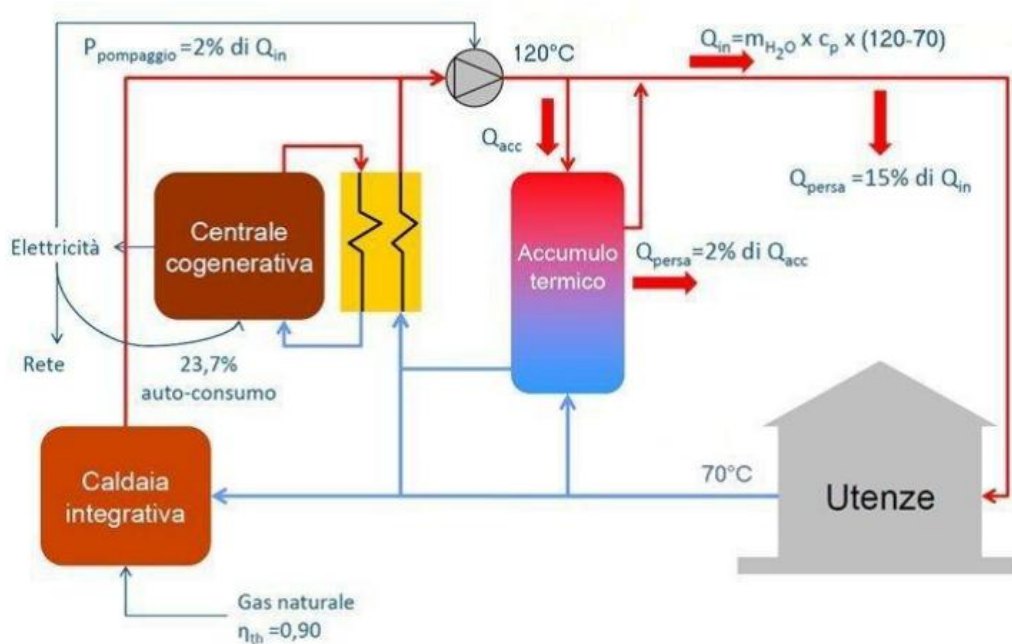


Figura 6.1 - Rappresentazione d'insieme dell'intero sistema cogenerativo

6.2 Funzionamento dell'impianto in assetto cogenerativo

Dato che attualmente la turbina non è in grado di spillare portate consistenti di vapore, a causa della valvola di sicurezza che si apre automaticamente ad un

livello di pressione inferiore rispetto a quello che garantirebbe la fornitura della quantità di vapore voluta¹¹, ed aggiungendo il fatto che gli spillamenti sono solamente funzione del carico in turbina e non c'è alcuna possibilità di regolarne la portata spillata in altro modo, si è proceduto valutando la prospettiva d'installazione di una macchina di nuova generazione, simile a quelle che sono operative in impianti moderni di termovalorizzazione.

Si sono raccolti dati riguardo ad una turbina di moderna tecnologia attualmente in funzione in un impianto di cogenerazione, operante con due spillamenti, in modo da lasciare il più possibile inalterato lo schema d'impianto esistente.

Si sono studiate diverse condizioni del funzionamento della turbina, per avere una panoramica globale della situazione, in funzione delle dimensioni della rete TLR:

- Carico allacciabile minimo, rete TLR breve (Percorso 1)
- Carico allacciabile intermedio, rete TLR importante (Percorso 2)
- Carico allacciabile elevato, rete TLR estesa (Percorso 3)

Ad ognuna di queste configurazioni, esposte nel capitolo 5, corrisponde un determinato carico termico, variabile in funzione della stagione e dell'ora del giorno, che deve essere soddisfatto dalla portata di vapore spillata dalla turbina.

È stato quindi necessario conoscere il comportamento della turbina per ognuno di questi punti di funzionamento, dato che è di primaria importanza stimare in modo accurato l'output elettrico per una corretta valorizzazione dell'energia prodotta e conseguentemente dei rientri economici che l'investimento può offrire.

¹¹ Sono state condotte diverse prove in centrale che hanno mostrato come, aumentando la portata spillata fino al massimo possibile (situazione resa possibile aumentando gradualmente il carico in turbina), la pressione nel condotto del secondo spillamento incrementasse fino a far scattare la valvola di sicurezza.

6.2.1 Modellizzazione delle nuove turbine

Per lo studio è stata considerata una turbina di moderna tecnologia, operante in un impianto di cogenerazione, i cui dati di funzionamento principali sono riassunti nella tabella seguente.

Tabella 6.1 - Caratteristiche principali della turbina presa a modello

Costruttore	Franco Tosi	
Potenza elettrica massima	21'500	kW
Velocità di rotazione	3'000	RPM
Temperatura vapore all'ammissione	40	bar
Pressione vapore all'ammissione	400	°C
Pressione di scarico del vapore	0,05 - 0,148	bar
Spillamenti	2 (regolabili)	

Come si può osservare dalla Tabella 6.1 i valori termodinamici del vapore in ingresso e uscita dalla turbina a cui si è fatto riferimento sono del tutto analoghi a quelli attualmente in uso nell'impianto; l'unica differenza sostanziale risiede nella taglia della macchina, circa doppia rispetto di quella attualmente operativa (10,5 MW).

Avendo a disposizione alcuni valori di parametri operativi della turbomacchina in diverse situazioni di carico, è stato possibile identificare le prestazioni per la nuova turbina da adottare, in un ampio campo di condizioni di funzionamento.

Il primo passo in questo senso è stato il tentativo di calcolo della portata di vapore entrante in turbina che si avrebbe a disposizione con un quantitativo di rifiuti pari a 123'000 t/anno rispetto ai circa 87'000 t/anno del caso attuale, supponendo che con l'introduzione della cogenerazione si otterrebbero i permessi per incenerire questa quantità di rifiuti, pari alla massima capacità termica producibile dai forni dell'impianto con un funzionamento a carico giornaliero costante.

Al fine di calcolare la portata di vapore in questione, si è proceduto trovando inizialmente quella portata di vapore che, mediata sull'anno, validasse la portata di rifiuti smaltita nell'anno 2009 (84'682 t/anno di rifiuti), calcolabile tramite opportuni bilanci alla caldaia. Questa avrebbe dovuto essere un valore prossimo

alla portata di vapore, calcolabile attraverso dei bilanci energetici alla turbina¹², che avrebbe reso veritiera la produzione elettrica a consuntivo nel medesimo anno (circa 47 GWh).

I due valori di portata di vapore così calcolati sarebbero dovuti andare a coincidere e a fornire una stima della taglia della nuova turbina.

Sono stati effettuati diversi tentativi di calcolo, cambiando anche alcune ipotesi alla base, ma non è stato possibile osservare un matching tra i due valori calcolati come precedentemente esposto (si è osservata una differenza di circa il 20% tra i due valori nel caso migliore). Il motivo di questa mancata sovrapposizione di valori di portata potrebbe risiedere nel comportamento dinamico che caratterizza l'impianto durante l'anno, da noi non conosciuto ma dedotto dalle diverse analisi eseguite durante le rilevazioni sperimentali di opportuni dati sul campo.

Non essendo riusciti con questa metodologia a trovare una portata di vapore media annuale evolvente in turbina, indicativa per un dimensionamento di massima della turbina stessa, si è deciso di seguire un approccio basato sulle modalità di gestione dei rifiuti.

Si sono ipotizzati due scenari possibili:

- consentire una gestione dei rifiuti più flessibile, con la possibilità di incenerirne maggiormente nelle ore in cui l'energia elettrica è più valorizzata, aumentando così anche i flussi di cassa in entrata: situazione possibile con una turbina di taglia sovradimensionata rispetto a quella che consentirebbe al più un incenerimento costante del rifiuto durante la giornata
- prevedere una turbina di taglia minore, corrispondente ad un esborso per l'investimento decisamente inferiore, ma che obbliga ad una gestione dei rifiuti più rigida senza la possibilità di produrre un maggior quantitativo di energia elettrica dove è più profittevole né limitare l'utilizzo della caldaia integrativa quando il carico termico richiesto è alto

¹² I bilanci al turboalternatore sono del tutto analoghi a quelli esposti nel capitolo 4: vengono quindi qui omessi per non appesantire la trattazione

6.2.1.1 Turbina di taglia 14,5 MW

Per lo scenario di gestione del rifiuto più flessibile, si è inizialmente individuato l'intervallo di 8 ore (step minimo con cui vengono registrati i più importanti parametri dell'impianto nel corso dell'anno) in cui si è verificata la massima produzione elettrica, corrispondente alla massima termodistruzione di rifiuto. Conoscendo la produzione elettrica annuale e le ore di funzionamento della turbina (dati Silea 2009), si è calcolato il rapporto tra la potenza elettrica registrata nelle ore di picco e quella mediata durante l'anno. Questo valore dà un'idea di massima della libertà di gestione del rifiuto, ovvero di quanto ne può essere distrutto rispetto alla portata incenerita media annuale, senza superare il limite elettrico, imposto dalla potenza di targa della turbina (e dell'alternatore ad essa accoppiato).

Supponendo che con l'aumento del tonnellaggio si voglia mantenere lo stesso criterio di gestione del rifiuto¹³, la potenza di picco registrata deve essere scalata del rapporto tra il limite di rifiuto possibile con le nuove concessioni (123'000 t/anno) e quello attuale (87'000 t/anno).

Tenendo inoltre conto delle migliorie tecnologiche della nuova macchina, che danno luogo a rendimenti maggiori, si è calcolata una potenza di targa di 15 MW.

Per trovare la portata fluente nella turbomacchina quando questa si trova a pieno carico, si è svolta l'analisi energetica della turbina, sulla base di quella presa a modello, costituita dalle seguenti zone:

- I zona, costituita dallo stadio di camera ruota (CR), caratterizzata da rendimenti modesti
- II zona (2S), costituita da un gruppo di stadi con rendimenti migliori della CR
- III zona (1SR), costituita da uno stadio regolato, necessario affinché siano garantite le condizioni del vapore idonee al corretto degasaggio e ad uno scambio termico opportuno con l'acqua circolante nella rete TLR

¹³ Tramite colloqui con il personale di Silea che gestisce l'impianto, sembra che si voglia mantenere lo stesso margine tra la potenza media annua e quella massima producibile anche con un tonnellaggio di rifiuto maggiore rispetto a quello attualmente concesso, quindi una gestione del rifiuto analoga a quella attualmente adottata.

- IV zona (US), formata da un gruppo di stadi che espande il vapore fino alle condizioni di uscita

Gli spillamenti, come già precedentemente accennato, sono due, entrambi a portata regolabile:

- I spillamento a pressione 3,2 bar (pressione fissata grazie alla presenza dello stadio regolato, temperatura variabile in funzione delle condizioni di carico), situato tra la seconda e la terza zona: utilizzato in parte per la degasazione (in questa nuova configurazione impostata a 3 bar) e in parte per il riscaldamento dell'acqua di TLR
- II spillamento, utilizzato per effettuare la rigenerazione dell'acqua in uscita dal condensatore nello scambiatore di bassa pressione, situato tra lo stadio regolato e l'ultimo gruppo di stadi: le condizioni di pressione e temperatura sono funzione, oltre che della portata in ingresso in turbina, anche della portata di vapore uscente al I spillamento

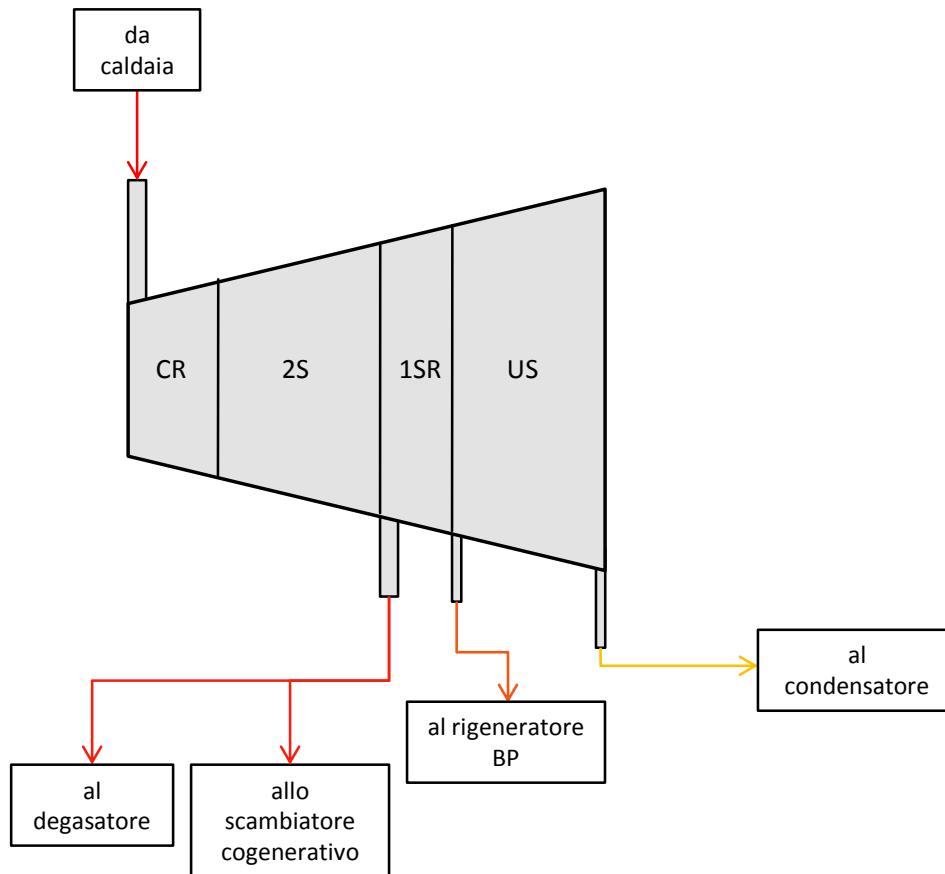


Figura 6.2 - Rappresentazione schematica del nuovo assetto della turbina e dei flussi evolvuti nella stessa

Per il calcolo della portata in ingresso in turbina, si è operato secondo il seguente schema concettuale:

- Ipotesi di assenza di cogenerazione¹⁴
- Ipotesi di una portata entrante in turbina di primo tentativo
- Calcolo, tramite bilanci energetici a livello del degasatore e del rigeneratore di BP, delle portate di vapore necessarie alla degasazione e alla rigenerazione, ottenendo conseguentemente anche quella in uscita da turbina

¹⁴ Condizione necessaria per sfruttare il bilancio energetico al turboalternatore

- Variazione, con un processo iterativo, della portata in ingresso alla turbina finché a questa non avrebbe corrisposto una potenza prodotta pari a quella di targa nominale calcolata precedentemente.

Si è poi verificato che questo valore di portata in ingresso, che deve essere prodotta nelle caldaie, non andasse a infrangere il limite termico imposto dai forni (circa 50 MW [20]).

Si è trovato che la portata di vapore massima che può essere prodotta dai forni, alle condizioni del vapore stabilite per l'ingresso in turbina, è di 18,25 kg/s.

Inserendo questo valore come portata in ingresso in turbina e risolvendo nuovamente i bilanci al degasatore e al rigeneratore di BP, si ottiene una potenza nominale di turbina pari a 14,5 MW: il limite termico è quindi vincolante e riduce di 0,5 MW la potenza di targa della turbina precedentemente calcolato.

6.2.1.2 Turbina di taglia 10,2 MW

La seconda filosofia di gestione del rifiuto prevede che questo non possa essere gestito in maniera da ottimizzare la produzione elettrica dell'impianto, ma debba essere incenerito in maniera costante durante le ore di una giornata: è un criterio di gestione che è dettato prevalentemente da motivi di carattere economico.

La turbina risulta composta dallo stesso numero di stadi e dai medesimi rendimenti isoentropici del caso precedente¹⁵, solamente sarà caratterizzata da una taglia, e quindi anche di un prezzo d'acquisto, inferiore.

Per il dimensionamento si è considerata la potenza media generata durante il 2009, considerando un numero di ore di funzionamento annuo della turbina pari a $8 \cdot 190$ ¹⁶.

Considerando l'incremento di rifiuti inceneriti annualmente e l'aumento di rendimento della nuova turbina rispetto a quella attualmente in uso in centrale, si ricava una potenza di targa della turbomacchina di 10,2 MW.

Analogamente a quanto fatto precedentemente, sono stati svolti i bilanci al degasatore e allo scambiatore di bassa pressione, trovando la portata evolvente in turbina e verificando che questa rispettasse il limite termico imposto dai rifiuti: si è ottenuta così una portata di vapore a pieno carico pari a 13,2 kg/s.

¹⁵ Si faccia riferimento alla sottosezione precedente per la schematizzazione della macchina, qui omessa per evitare ripetizioni

¹⁶ Dato a consuntivo 2009 fornito da Silea S.p.A.

6.3 Rendimenti delle turbomacchine e metodologia di calcolo delle produzioni energetiche annuali

La turbina assunta come modello per l'analisi dell'impianto in assetto cogenerativo presenta dei rendimenti per ogni zona variabili in funzione del carico e della portata di vapore estratta agli spillamenti.

Durante il funzionamento annuale è necessario quindi conoscere il comportamento della turbomacchina al variare del carico termico richiesto dalle utenze allacciate. La turbina vedrà un ampio spettro di condizioni di funzionamento: dal caso estivo, dove la richiesta termica delle utenze è molto ridotta rispetto alla potenzialità cogenerabile della turbina, fino ai casi invernali più sfavorevoli, in cui sarà necessario fornire energia termica attraverso sistemi ausiliari perché viene raggiunta la massima capacità termica estraibile dalla turbina, passando per tutte le situazioni intermedie di richiesta. In aggiunta, l'analisi vede la valutazione dei tre percorsi prima esposti, caratterizzati da richieste termiche crescenti per ogni ora.

Inoltre, con l'ottimizzazione della gestione dei rifiuti (per il caso della turbina di taglia 14,5 MW), il carico di materiale incenerito, e quindi la portata di vapore in ingresso, non sarà tenuto costante durante il giorno.

Essendo un dispendio eccessivo di tempo (1'728 casi) studiare puntualmente, per ogni percorso, le prestazioni orarie delle due ipotesi di turbomacchina durante l'anno, si è scelto di adottare la seguente metodologia di analisi: si sono simulate, per la turbina di taglia maggiore, quattro condizioni di carico (per la turbina di taglia minore è stato necessario solo il caso a carico costante), in ognuna delle quali si sono svizzerati cinque opportuni casi di cogenerazione, per un totale di 25 simulazioni (20 per la turbina maggiore e 5 per quella minore).

Si è iniziato con lo studio a pieno carico e senza cogenerazione di entrambe le turbomacchine: si è poi considerato il caso al 100% di cogenerazione, intendendo quest'ultimo come la situazione in cui si spilla la massima quantità di vapore lasciando in uscita di turbina la portata minima che non fa insorgere il problema della ventilazione agli ultimi stadi, supposto il 20% della portata entrante.

Successivamente si sono studiati i casi in cui la portata spillata a fini cogenerativi fosse il 25%, 50% e 75% di quella massima spillabile.

Infine, solo per il caso della turbina di taglia 14,5 MW, si sono studiati i casi con portata di vapore in ingresso pari al 25% , 50% e 75% per ogni possibile caso cogenerativo.

A titolo riepilogativo si mostra in Tabella 6.2 il quadro complessivo dei casi studiati.

Tabella 6.2 - Riepilogo dei casi studiati

Casi analizzati	0% cog	25% cog	50% cog	75% cog	100% cog
14,5 MW	Carico 25%	Carico 25%	Carico 25%	Carico 25%	Carico 25%
	Carico 50%	Carico 50%	Carico 50%	Carico 50%	Carico 50%
	Carico 75%	Carico 75%	Carico 75%	Carico 75%	Carico 75%
	Pieno carico	Pieno carico	Pieno carico	Pieno carico	Pieno carico
10,2 MW	Pieno carico	Pieno carico	Pieno carico	Pieno carico	Pieno carico

Durante l'analisi, si è tenuto in considerazione l'aumento dell'efficienza dello scambiatore rigenerativo al crescere della quota cogenerata. Questo componente vede infatti in ingresso una portata di acqua a temperatura maggiore proporzionalmente alla percentuale cogenerata, in quanto una parte sempre più consistente di vapore viene spillata e successivamente, di ritorno dallo scambiatore cogenerativo, si unisce, ad una temperatura prossima agli 80 °C, alla parte di condensato in uscita dal condensatore, che vede una temperatura di funzionamento di circa 52 °C.

Allo stesso modo, la portata di vapore uscente dal secondo spillamento che effettua la rigenerazione subisce un'espansione in turbina gradualmente maggiore al crescere del grado di cogenerazione, che si concretizza in una temperatura inferiore: l'effetto globale è uno scambio termico rigenerativo sotto differenze di temperature più modeste al crescere della portata in uscita allo spillamento di alta pressione, il che si traduce in un'operazione più efficiente e quindi in una portata rigenerativa di vapore minore.

Allo stesso modo, si sono svolti in ogni caso sopra citato i bilanci al degasatore, tenendo presente la temperatura variabile della portata di acqua in uscita al rigeneratore per ogni diversa situazione.

Per le analisi prestazionali della turbina, si ha avuto a disposizione un database di valori di rapporti di espansione e di rendimenti isoentropici in funzione del salto entalpico isoentropico a cavallo di ciascun gruppo di stadi.

Da questa collezione di dati sperimentali, però, non è stato possibile attingere alcun valore direttamente, in quanto per i nostri casi le condizioni termodinamiche a valle di ogni zona della turbina, per ogni situazione, differivano da quelle date. Si è perciò proceduto nel seguente modo, a cavallo di ogni gruppo di stadi e per ciascun caso:

- Calcolo del rapporto di espansione
- Calcolo del valore isoentropico in uscita dallo stadio e del salto entalpico isoentropico
- Calcolo del rendimento isoentropico
- Calcolo delle proprietà termodinamiche del vapore in uscita

Per il calcolo del rapporto di espansione, per la prima (CR) e la terza zona (1SR) è stata considerata la teoria di Stodola [21], secondo la quale i punti di portata ridotta, in funzione del rapporto di espansione, sono ben rappresentati da un'ellisse, adimensionalizzata rispetto alla portata ridotta di blocco, che si verifica per valori prossimi al rapporto di espansione pari a 2.

Il problema, una volta caratterizzata l'ellissi dalla conoscenza di alcuni dati sperimentali, si è limitato al calcolo della portata ridotta in ingresso, esprimibile da parametri noti dato che per il primo stadio sono note le condizioni di ingresso, mentre l'analisi della terza zona è successiva a quella della seconda, quindi le condizioni in uscita di quest'ultima possono essere considerate quelle di ingresso della successiva.

$$\frac{\dot{m}_{rid}}{\dot{m}_{rid-blocco}} = \frac{\frac{\dot{m}_{in} \cdot \sqrt{T_{in}}}{P_{in}}}{\frac{\dot{m}_{blocco} \cdot \sqrt{T_{blocco}}}{P_{blocco}}} \quad (6.1)$$

Per la seconda e la quarta zona, invece, le condizioni di uscita sono imposte rispettivamente dallo stadio regolato e dalle condizioni di funzionamento del condensatore, quindi non si passa per la teoria di Stodola che, per quanto comunemente accettata, rappresenta una semplificazione, quindi suscettibile di imprecisioni.

Per quanto riguarda il calcolo del rendimento isoentropico invece si sono costruite opportune curve interpolanti per ciascuno stadio, a seconda della quantità e dei valori dei dati a disposizione, in funzione del salto entalpico isoentropico. Noto quest'ultimo, a cavallo di ogni stadio considerato, dal rapporto di espansione appena calcolato e dall'entropia del vapore in ingresso, è stato quindi possibile inserirlo come input nelle diverse curve interpolanti ed ottenere in output il valore del rendimento isoentropico.

A titolo di esempio, vengono riassunti in Tabella 6.3 i rendimenti delle quattro zone per la turbina di 14,5 MW per il caso a pieno carico.

Tabella 6.3 - Valori di rendimento isoentropico per il caso a pieno carico della turbina di potenza 14,5 MW

% Cogenerata	0%	25%	50%	75%	100%
η I zona	65,33%	65,33%	65,33%	65,33%	65,33%
η II zona	80,36%	80,36%	80,36%	80,36%	80,36%
η III zona	86,95%	80,74%	77,00%	74,69%	73,36%
η IV zona	89,00%	84,43%	79,86%	77,58%	73,97%

Si può osservare come i rendimenti delle prime due zone rimangono invariati al variare della portata spillata perché i due spillamenti sono a cavallo della terza zona, e quindi non hanno alcuna influenza sulla portata massica fluente nelle prime due e conseguentemente sulle rispettive prestazioni, a parità di portata di vapore in ingresso in turbina.

I rendimenti della turbina di taglia più piccola sono analoghi a quelli espressi in Tabella 6.3.

Per i casi di turbina 14,5 MW a carico minore si verifica un decremento dei rendimenti di tutti gli stadi, in quanto la turbina lavora in condizioni sempre più distanti da quelle di progetto. In Tabella 6.4 vengono rappresentate le prestazioni per la sezione finale della turbina.

Tabella 6.4 - Rendimenti dell'ultima zona per la turbina da 14,5 MW in funzione del carico e della percentuale cogenerata

η IV zona		% spillata				
		0%	25%	50%	75%	100%
% carico	25%	80,57%	78,81%	77,93%	76,62%	72,99%
	50%	83,04%	79,86%	78,52%	76,30%	73,41%
	75%	84,20%	83,35%	78,84%	76,58%	73,39%
	100%	89,00%	84,43%	79,86%	77,58%	73,97%

Si nota come le differenze di rendimento siano più marcate, per i diversi carichi, quando la quota spillata per la cogenerazione è minore, perché le differenze delle portate evolventi in turbina differiscono molto: con l'aumento della capacità cogenerativa, all'ultimo stadio le portate di vapore si fanno sempre più simili ad ogni carico, situazione che si riflette nella vicinanza dei valori di rendimento.

Una volta noti i rendimenti della turbina in determinate condizioni di carico e di cogenerazione, è stato possibile trovare le relative generazioni di potenza, ipotizzando il rendimento di conversione elettromeccanica medio trovato nelle analisi sviluppate nel capitolo 4.

Di seguito sono mostrate le condizioni del vapore per il caso di turbina di 14,5 MW a pieno carico, con massima potenza termica estraibile.

CR	IN	min	18,2521	kg/s
		pin	40	bar
		Tin	400	°C
		hin	3215,707	kJ/kg
		sin	6,773265	kJ/kg/K
	ηiso Beta	65,33% 1,500		
OUT	mout	18,2521	kg/s	
	pout	26,66654	bar	
	Tout	357,239	°C	
	hout	3141,358	kJ/kg	
	sout	6,836725	kJ/kg/K	

2S	IN	min	18,2521	kg/s
		pin	26,66654	bar
		Tin	357,239	°C
		hin	3141,358	kJ/kg
		sin	6,836725	kJ/kg/K
	ηiso Beta	80,36% 8,333		
OUT	mout	18,2521	kg/s	
	pout	3,2	bar	
	Tout	153,0235	°C	
	hout	2765,309	kJ/kg	
	sout	7,05964	kJ/kg/K	

1SR	IN	min	3,65042	kg/s
		pin	3,2	bar
		Tin	153,0235	°C
		hin	2765,309	kJ/kg
		sin	7,05964	kJ/kg/K
	ηiso Beta	73,36% 3,913		
OUT	mout	3,65042	kg/s	
	pout	0,817878	bar	
	Tout	94,10818	°C	
	hout	2593,812	kJ/kg	
	sout	7,229179	kJ/kg/K	

US	IN	min	3,65042	kg/s
		pin	0,817878	bar
		Tin	94,10818	°C
		hin	2593,812	kJ/kg
		sin	7,229179	kJ/kg/K
	ηiso Beta	73,97% 7,864211		
OUT	mout	3,65042	kg/s	
	pout	0,104	bar	
	Tout	46,60223	°C	
	hout	2373,339	kJ/kg	
	sout	7,471782	kJ/kg/K	

Figura 6.3 - Valori termodinamici del vapore a cavallo di ogni zona della turbina di 14,5 MW, per il caso a pieno carico, massima cogenerabilità

Queste analisi sono state la base della stesura di un algoritmo di calcolo, sviluppato in ambiente VBA di Excel®, con il quale è stato possibile calcolare le produzioni di energia elettrica e termica annuali e le prestazioni dell'impianto nelle diverse situazioni.

In un primo momento non è stato preso in considerazione l'accumulo, per i tre percorsi della rete TLR; è stato preso in considerazione in un secondo momento, solo per il caso della turbina di taglia 14,5 MW.

6.3.1.1 Metodo di calcolo per le produzioni energetiche della turbina di taglia 14,5 MW

È stato necessario ipotizzare un piano della gestione dei rifiuti, nel caso della turbina da 14,5 MW¹⁷, in quanto questo combustibile, a differenza di quelli convenzionali (gas, carbone ed in generale tutti i combustibili per i quali si possono prevedere adeguate riserve strategiche stoccabili nei pressi della

¹⁷ Nel caso di turbina da 10,5 MW il consumo del rifiuto è ritenuto costante ora per ora.

centrale di potenza), non è a disposizione in modo tale da permettere un funzionamento continuativo dell'impianto al massimo delle sue potenzialità, ma è una risorsa limitata il cui utilizzo deve essere ottimizzato.

Da alcuni colloqui avuti con i tecnici della centrale, nota la capienza della fossa rifiuti e della frequenza con cui viene recapitato il rifiuto in centrale, si è appreso che la gestione dei rifiuti può essere al meglio controllata se effettuata a livello giornaliero. Si è quindi considerato che il quantitativo annuo a disposizione (123'000 tonnellate annue) fosse equipartita in maniera omogenea per ogni giorno dell'anno.

Analizzando le richieste termiche dei vari percorsi e considerando le tre fasce di valorizzazione per la vendita dell'energia elettrica, si è deciso il seguente piano di termodistribuzione di rifiuti:

- Dalle 8.00 alle 19.00, ore in cui la richiesta termica è alta e l'energia elettrica è maggiormente valorizzata, si converte la massima quantità di rifiuti possibile, producendo la portata massima di vapore in caldaia, si cogenera secondo la modalità termico-segue e il surplus del vapore viene convertito in energia elettrica
- Ore dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00, in cui l'energia elettrica è valorizzata in modo minore e la richiesta termica è alta: si consuma una portata di rifiuti media tra le ore diurne e quelle notturne, per consentire delle rampe opportune di incremento e decremento di carico, operando in termico-segue
- Dalle 23.00 alle 7.00, ore in cui l'energia elettrica è poco valorizzata e i carichi termici sono bassi, si distrugge la quantità di rifiuto che esaurisce la portata giornaliera di rifiuto a disposizione, sempre in modalità termico-segue

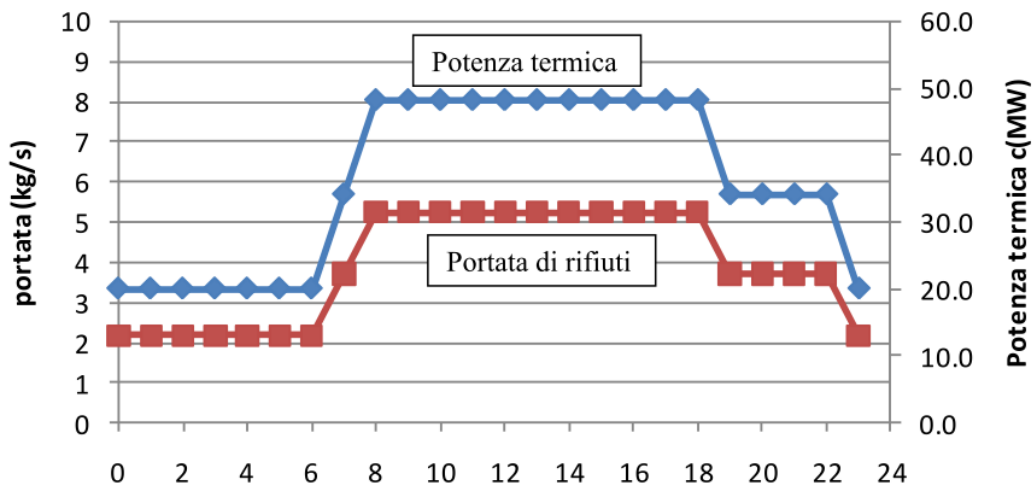


Figura 6.4 - Distribuzione giornaliera dei rifiuti e relativa potenza termica disponibile in caldaia

Si suppone che tutte le volte che il carico termico richiesto non può essere soddisfatto dalla potenza termica prelevabile dalla turbina venga fornita da una caldaia integrativa, dimensionata in base all'ora di massima richiesta termica (comprensiva di perdite termiche di rete), per permettere anche nel caso di blocco totale dell'impianto l'erogazione del servizio di teleriscaldamento, il cui mancato adempimento porterebbe gli amministratori della centrale incontro a sanzioni.

L'algoritmo di calcolo vede in ingresso la richiesta termica oraria che deve essere soddisfatta per i tre percorsi: nota la potenza di targa delle pompe per la circolazione dell'acqua di teleriscaldamento, viene calcolata la potenza elettrica richiesta da queste in tutte le ore dell'anno.

Successivamente viene letta la potenza termica rilasciata dai forni, secondo il piano di gestione di rifiuto sopra esposto: si calcola la percentuale di carico della turbina rispetto a quella nominale e le relative prestazioni in funzione della potenza termica cogenerabile, linearizzate tra quelle note dall'analisi prestazionale precedentemente effettuata (a carico 100%, 75%, 50% e 25%). A questo punto, si impone il funzionamento termico-segue cercando di coprire il carico termico orario richiesto (comprensivo di perdite termiche di rete) totalmente con il vapore spillato da turbina: qualora questo fosse inferiore alla portata massima derivabile, si trova la potenza elettrica lorda producibile da turbina in queste condizioni di carico e derivazione, linearizzando quelle conosciute per portate spillate note (25%, 50%, 75% e piena cogenerazione); se

invece la richiesta termica fosse superiore a quella erogabile dalla turbomacchina per quelle condizioni di carico, si spilla la massima portata di vapore e le prestazioni sono quelle nel caso di piena cogenerazione per quella condizione di carico in turbina: la potenza termica mancante viene fornita da caldaia ausiliaria.

Dalla potenza lorda così trovata viene poi calcolata quella netta. Tramite un'opportuna curva interpolante dei dati sperimentali misurati in impianto, la potenza netta viene trovata da quella lorda in quanto si ritiene che gli ausiliari siano funzione del carico in turbina, e quindi della sua potenza producibile: pompe di estrazione condensato e booster, ventilatori del condensatore e soprattutto movimentazione meccanica dei rifiuti.

In questo modo è possibile trovare, per ogni percorso, l'energia termica cogenerata annua, quella elettrica lorda e netta d'impianto, il consumo di energia elettrica imputabile alle pompe di circolazione della rete TLR e l'energia termica fornita attraverso la caldaia ausiliaria.

Nei casi in cui è presente l'accumulo (si considera una serbatoio volumetrica di 1000 m³) la filosofia di funzionamento adottata è quella di abbassare i picchi di richiesta termica, innalzando la domanda dove questa risulta inferiore alle possibilità cogenerative della centrale per abbassarla dove la situazione è invertita. Perciò durante le ore in cui non si raggiunge la massima cogenerabilità (tipicamente, per come si è scelta la distribuzione del rifiuto, nelle ore diurne a bassa richiesta termica) si accumula nel serbatoio un quantitativo di acqua calda che andrà poi ad essere utilizzata per soddisfare le richieste termiche più elevate: il livello dell'accumulo, dopo un ciclo di 24 ore, ritorna al valore iniziale.

Il risultato dell'aggiunta di questo componente si traduce, come verrà mostrato successivamente, in un consumo inferiore di gas naturale rispetto al caso senza accumulo a discapito di una produzione energetica annua inferiore.

Di seguito sono mostrati, per il mese di Gennaio e per la richiesta termica del Percorso 3, gli andamenti giornalieri di produzione di potenza termica derivante dal vapore evolvente nella turbina, dalla caldaia integrativa e dall'accumulo.

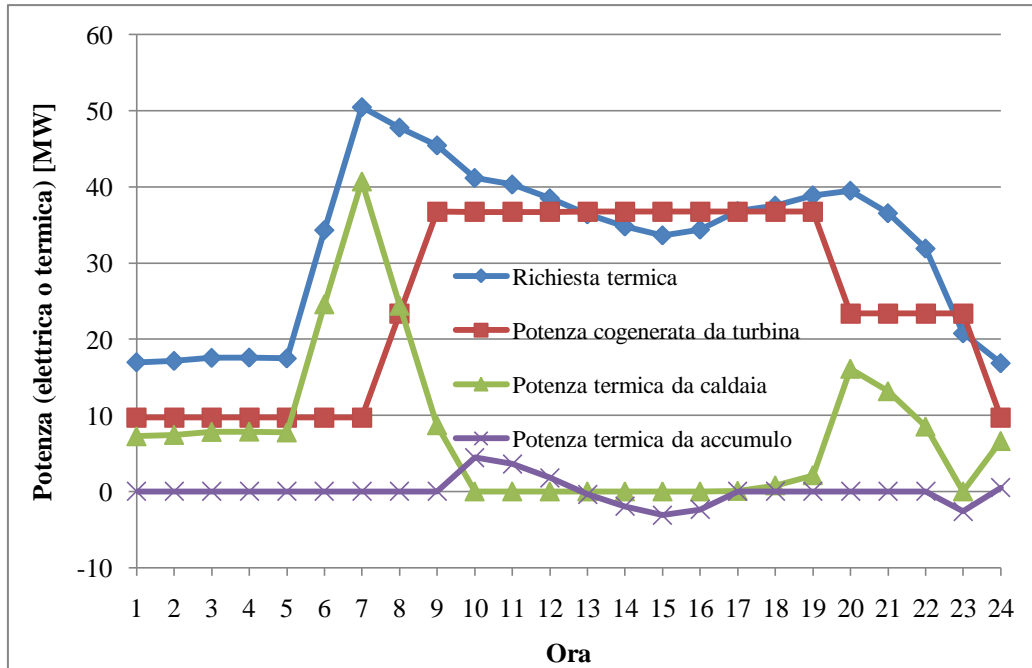


Figura 6.5 - Andamento della richiesta termica per un giorno di Gennaio e profili di contribuzione per il suo soddisfacimento

Si può notare come la richiesta termica sia soddisfatta, nelle varie ore della giornata, dalla fornitura di calore secondo le modalità sopra citate, in maniera diversa: si nota il contributo della caldaia integrativa durante i picchi di richiesta e quando la termodistruzione dei rifiuti è al minimo. L'accumulo interviene a supporto specialmente nelle ore di tarda mattinata, mentre nelle ore pomeridiane, quando la richiesta diminuisce, si ha la possibilità di reintegrare il calore precedentemente sottratto (la potenza termica negativa relativa all'accumulo ha questa valenza).

In corrispondenza di questi profili termici, si può osservare il seguente andamento per la produzione di energia elettrica netta.

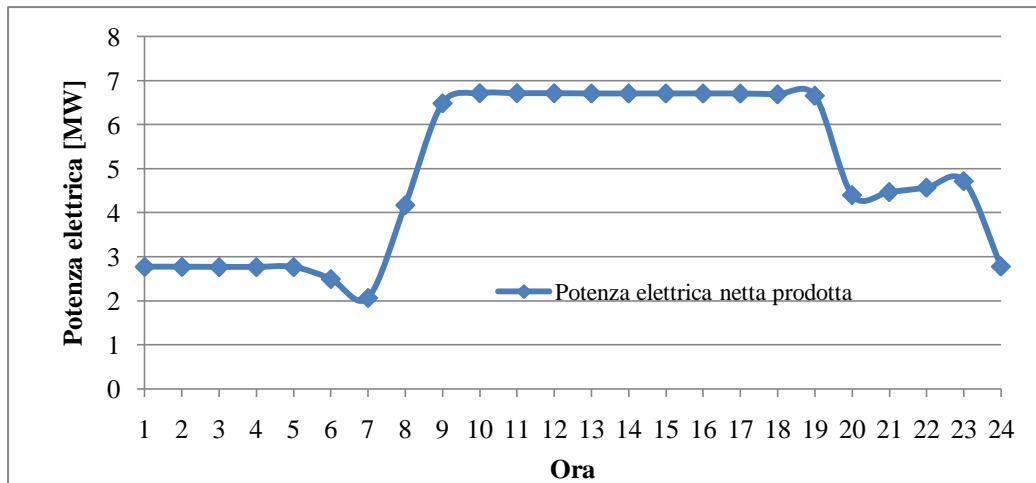


Figura 6.6 - Andamento della produzione elettrica per il caso considerato

6.3.1.2 Metodo di calcolo per le produzioni energetiche della turbina di taglia 10,2 MW

Si premette che non sono stati studiati casi con accumulo per questa taglia di turbina, in quanto la filosofia che sta dietro all'adozione di tale macchina è di minimizzare il capitale investito iniziale per un rientro dell'investimento più rapido: l'aggiunta di un componente costoso come l'accumulo sarebbe un controsenso a tale approccio, quindi i casi studiati per questa taglia di turbomacchina non ne vedranno l'utilizzo.

Analogamente a quanto fatto con la macchina di taglia superiore, il primo passo è stato stabilire un criterio di gestione quotidiano del rifiuto a disposizione. Per come è stata dimensionata la macchina, si prevede un consumo di rifiuti costante durante le varie ore della giornata, non discriminando alcun giorno dell'anno rispetto agli altri; questa situazione rappresenta quindi un sottocaso della realtà precedente (turbina da 14,5 MW senza accumulo).

Essendo medesime le grandezze da indagare e il modo per calcolarle, è perciò stato possibile riutilizzare l'algoritmo scritto precedentemente.

I risultati economici ed ambientali per gli scenari riguardanti entrambe le turbine sono esposti nel capitolo 8.

6.4 Prestazioni del nuovo assetto secondo diversi scenari ipotizzati

Si è deciso di simulare il comportamento dell'impianto per 14 diversi possibili scenari, ognuno caratterizzato da un proprio profilo termico di richiesta (riferito al percorso 1,2 o 3 oppure senza cogenerazione) e da una taglia di turbina, al fine di mostrare le produzioni di energia elettrica e termica durante l'anno per infine valutare la soluzione adottabile migliore. Sono stati considerati volutamente anche scenari non cogenerativi, per analizzare meglio le differenze. Per chiarezza, i casi sono riassunti nella tabella successiva, ordinati in base la richiesta termica crescente.

Tabella 6.5 – Classificazione di cui si è simulato il comportamento annuale

Denominazione scenario	Carico termico [GWh/anno]	Taglia turbina [kW]	Dimensioni accumulo [m ³]	Quantità rifiuto [t/anno]
A	-	14'500	-	87'000
B	-	14'500	-	123'000
C	73,92 (Percorso 1)	14'500	-	87'000
D	73,92 (Percorso 1)	14'500	-	123'000
E	73,92 (Percorso 1)	10'200	-	123'000
F	73,92 (Percorso 1)	14'500	1000	123'000
G	101,64 (Percorso 2)	14'500	-	87'000
H	101,64 (Percorso 2)	14'500	-	123'000
I	101,64 (Percorso 2)	10'200	-	123'000
L	101,64 (Percorso 2)	14'500	1000	123'000
M	120,72 (Percorso 3)	14'500	-	87'000
N	120,72 (Percorso 3)	14'500	-	123'000
O	120,72 (Percorso 3)	10'200	-	123'000
P	120,72 (Percorso 3)	14'500	1000	123'000

Per ognuna di queste situazioni sono state indagate le seguenti grandezze:

- Energia elettrica lorda e netta annua prodotta
- Energia termica annua cogenerata da vapore spillato (al lordo delle perdite termiche di rete)

- Energia termica integrata attraverso la caldaia integrativa¹⁸

Nella seguente tabella sono visibili tutte le produzioni energetiche: i valori sono espressi in GWh all'anno.

Tabella 6.6 - Produzioni di energia elettrica e termica annua nei vari scenari

Caso	E_{th} disponibile	E_{el} lorda	E_{el} netta	E_{th} cogenerata da turbina	E_{th} integrata	E_{th} netta servita
A	241,67	61,89	48,20	-	-	-
B	341,67	91,80	74,75	-	-	-
C	241,67	51,74	38,45	71,23	14,10	73,92
D	341,67	88,15	70,78	83,79	1,55	73,92
E	341,67	75,52	59,57	85,23	0,10	73,92
F	341,67	78,53	62,29	85,33	0	73,92
G	341,67	50,46	37,13	80,34	36,93	101,64
H	341,67	75,98	59,79	103,05	14,22	101,64
I	341,67	72,09	56,34	109,13	8,14	101,64
L	341,67	74,73	58,61	112,44	4,83	101,64
M	341,67	50,02	36,48	83,43	54,67	120,72
N	341,67	74,29	58,02	115,20	22,90	120,72
O	341,67	70,89	55,01	117,19	20,91	120,72
P	341,67	73,67	57,44	119,89	18,22	120,72

Si può osservare come all'aumentare dell'energia termica cogenerata diminuisca la produzione di energia elettrica. Questo può essere notato anche nella tabella successiva, in cui sono elencati i rendimenti elettrico lordo e netto, il rendimento cogenerativo e quello totale, ottenuto come somma degli ultimi due.

¹⁸ La somma di questa voce e della precedente è pari alla potenza termica cogenerata, comprensiva di perdite termiche di rete.

Tabella 6.7 - Rendimenti relativi agli scenari simulati

Caso	$\eta_{el,lordo}$	$\eta_{el,etto}$	η_{cog}	η_{totale}
A	25,61%	19,94%	-	19,94%
B	26,87%	21,88%	-	21,88%
C	21,41%	15,91%	24,75%	40,66%
D	23,22%	18,43%	19,95%	38,38%
E	22,10%	17,43%	21,60%	39,04%
F	22,99%	18,23%	21,63%	39,87%
G	20,88%	15,36%	26,77%	42,14%
H	22,24%	17,50%	25,58%	43,09%
I	21,10%	16,49%	27,36%	43,85%
L	21,87%	17,15%	28,33%	45,49%
M	20,70%	15,09%	27,33%	42,42%
N	21,74%	16,98%	28,63%	45,61%
O	20,75%	16,10%	29,21%	45,31%
P	21,56%	16,81%	30,01%	46,82%

Si evince che, in caso di cogenerazione, la scelta migliore risulterebbe lo scenario con la massima richiesta termica (Percorso 3) e con la taglia di turbina da 14,5 MW (caso P), con la presenza dell'accumulo.

Si può osservare che, se si confronta quest'ultimo caso con il B, si recuperano circa 6,6 kWh termici per ogni mancato kWh elettrico prodotto durante l'anno.

La scelta della taglia di turbina e del percorso della rete da adottare, non dipendendo solamente da criteri tecnologici ma soprattutto da questioni economiche ed ambientali, verrà presa solo successivamente alle rispettive analisi, esposte nel capitolo 8.

7 Dimensionamento dell'impianto di teleriscaldamento

Una volta stabiliti i diversi itinerari della rete di teleriscaldamento, e le relative utenze ad essi connessi, si è proceduto al dimensionamento delle tubazioni. Non avendo a disposizione, come anticipato, l'esatta ubicazione delle utenze servite, indicata dal numero civico, gli edifici sono stati disposti in modo equidistante lungo le vie considerate. Tale procedimento, pur essendo un'approssimazione, non costituisce fonte eccessiva di errore relativamente alle distanze calcolate.

L'iter di dimensionamento prevede che si parta dall'ultima utenza servita per poi risalire verso la centrale di produzione. Per ogni struttura servita è stata calcolata la distanza dalla centrale di Valmadrera lungo la dorsale principale, la distanza lungo la diramazione secondaria, se presente, la richiesta termica in termici di portata di acqua da fornire con il teleriscaldamento e le perdite termiche.

Il tracciato globale della rete è stato suddiviso in nodi e rami. La presenza di un nodo è richiesta laddove si verifica una biforcazione delle tubazioni e i rami sono individuati dai due nodi successivi. Per ognuno di essi sono state calcolate distanze, perdite termiche e portate in transito, in modo da dimensionare i diametri dei tubi.

I dati necessari per il dimensionamento delle tubazioni, sia di carattere geometrico che economico, sono stati ricavati da cataloghi¹⁹ commerciali sfruttati nella realizzazione di un'altra rete di teleriscaldamento della provincia di Milano. In tal modo si era in possesso di dati affidabili e aggiornati alla data corrente.

In Tabella 7.1 sono riportati i dati relativi alle specifiche geometriche del condotto. Con la dicitura "m_persa" vengono intese le perdite termiche in termini di portata d'acqua aggiuntiva per unità di lunghezza, espresse in $\text{kg}/(\text{s} \cdot \text{m})$, da immettere nella rete per sopperire alla diminuzione di temperatura che il fluido subisce durante il suo corso.

¹⁹ Valori forniti da Studio Energia per l'anno 2004 aumentati del 10% in base agli andamenti del mercato.

Tabella 7.1 - Specifiche tecniche relative al materiale usato per le tubazioni

D_commerciale [m]	s_isolante [m]	k_poliuretano [K*m/W]	P_persa [W/m]	m_persa [kg/s*m]
0,02	0,029	0,03	15,2	0,00009
0,025	0,025	0,03	18,8	0,00011
0,032	0,031	0,03	19,2	0,00011
0,04	0,028	0,03	23,7	0,00014
0,05	0,029	0,03	27	0,00016
0,065	0,029	0,03	32,5	0,00019
0,08	0,032	0,03	35,3	0,00021
0,1	0,039	0,03	36	0,00021
0,15	0,075	0,03	30	0,00018
0,2	0,0575	0,03	45,6	0,00027
0,25	0,075	0,03	44,1	0,00026
0,3	0,15	0,03	30	0,00018
0,35	0,175	0,03	30	0,00018
0,4	0,225	0,03	30	0,000179

In concordanza con il senso di scorrimento dell'acqua del teleriscaldamento viene analizzata la rete a partire dalla sezione di uscita dalla centrale di Valmadrera.

La configurazione adottabile prevede una triplice possibilità di realizzazione, ossia:

- Quattro diramazioni indipendenti, ognuna dedicata ai comuni di Civate, Valmadrera, Malgrate e Lecco
- Una diramazione dedicata al servizio dei comuni di Valmadrera, Malgrate e Lecco e un'altra specifica per il comune di Civate
- Un'unica diramazione che si suddivide in quattro rami in uscita dalla centrale diretta poi ai comuni sopra elencati

Le tre soluzioni non sono concettualmente troppo distanti ma implicano differenze impiantistiche sostanziali. Se si considera la prima ipotesi è necessario dimensionare per ognuna uno scambiatore e un gruppo di pompaggio con i relativi componenti necessari. Questo porta all'acquisto di

macchinari con costi minori, essendo questi proporzionali alla taglia, ma costi di manutenzione superiori. Inoltre ogni pompa è realizzata in parallelo con un'altra, ognuna elaborante metà portata, ed una terza, sempre dimensionata sul 50% del carico, per sopperire a malfunzionamenti improvvisi, in quanto il servizio di teleriscaldamento deve essere costantemente garantito. Per ogni diramazione sarà indispensabile dimensionare anche un vaso di espansione.

La terza soluzione prevede un eguale esborso per il costo dei componenti, considerando il valore specifico al kWh, ma un onere inferiore per i costi di manutenzione. La difficoltà risiederebbe nella complessa ripartizione del carico per ogni percorso.

La seconda ipotesi sembra presentare la soluzione più soddisfacente in termini di costi e ripartizione della richiesta termica. Tale scenario sarà considerato e analizzato nella trattazione proponendo tre diverse combinazioni dei percorsi.

7.1 Dimensionamento della rete di teleriscaldamento

Il procedimento di dimensionamento della rete di teleriscaldamento prevede un calcolo a ritroso partendo dall'utenza più lontana da servire fino a risalire alla centrale di produzione. In questo modo si calcolano, conoscendo la richiesta termica di ogni struttura, la portata d'acqua che deve fluire nei condotti, aumentata delle perdite termiche, e si risale al valore reale del diametro delle tubazioni.

Per ogni comune sono stati realizzati dei file relativi alla richiesta oraria di ogni mese dell'anno e da questi è stato possibile individuare la fascia oraria in cui è individuato il picco di domanda. A seguito, riferendosi a tale orario, sono state confrontate le richieste termiche dei dodici mesi per stabilire in base a quale dovesse essere effettuato il dimensionamento. E' risultato che il mese con la massima domanda è Gennaio nella fascia oraria tra le 7:00 e le 8:00 a.m..

Tale valore corrisponde alla massima potenza che dovrà essere fornita dalla centrale. Ai fini del dimensionamento geometrico della rete non sarebbe corretto far riferimento ad esso, in quanto ogni utenza può presentare un massimo di richiesta in ore diverse della giornata. Questo implicherebbe un sottodimensionamento del diametro della tubazione rischiando di non garantire il servizio richiesto. Trattandosi di un procedimento molto lungo non sono stati eseguiti due diversi dimensionamenti ma si è ipotizzato che la massima potenza fornita dalla centrale e la massima richiesta termica di ogni utenza siano

coincidenti nella medesima ora. E' stato considerato un accorgimento particolare nel dimensionamento dei diametri delle diramazioni secondarie, eccedendo nel valore scelto, in modo che non si verificano situazioni di sottodimensionamento impedendo di soddisfare la domanda termica della struttura.

Per ogni edificio è stata calcolata la distanza dalla centrale sia lungo la dorsale principale che lungo la diramazione secondaria, se presente, in modo che si possano calcolare le perdite termiche per ogni utenza. Esse sono funzione della dimensione del diametro e della distanza essendo calcolate come segue:

$$\dot{m}_{termiche} = L_{utenza1} \cdot \dot{m}_{persa_metro(\phi)} \quad (7.1)$$

La perdita di calore è stata calcolata per coppia di tubi secondo la formula che segue:

$$P_{persa_metro} = U \cdot \left[(T_{max} - T_{min}) - 2 \cdot T_{terreno} \right] \quad (7.2)$$

Dove U è il coefficiente globale di scambio termico che ingloba in sé le diverse resistenze termiche:

$$U = \frac{1}{\left(R_{isolante} + R_{tubo} + R_{guaina} + R_{terreno} + R_{tubo_tubo} \right)} \quad (7.3)$$

La configurazione sfruttata per il calcolo è riportata in Figura 7.1.

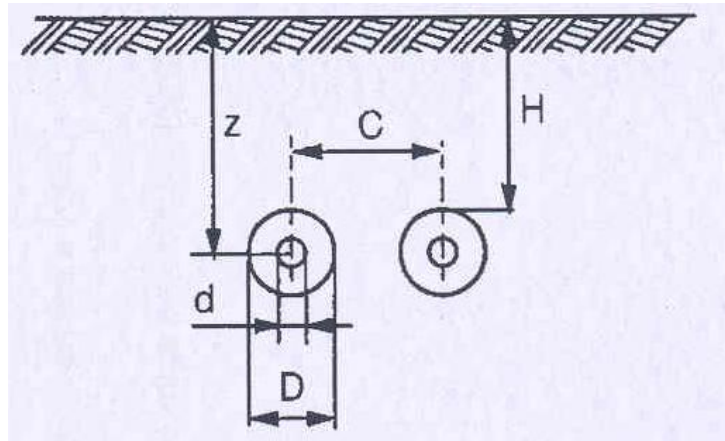


Figura 7.1 - Rappresentazione grafica del tubo di mandata e ritorno della rete

I coefficienti che compaiono nelle formule seguenti sono gli stessi presenti in figura. E' stata considerata trascurabile la resistenza termica della guaina in polietilene per lo spessore minimo del rivestimento.

Ognuno dei termini presenti è calcolato come segue:

$$R_{isolante} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot k_{isolante}} \ln \frac{D_{max_isolante}}{D_{min_isolante}} \quad (7.4)$$

$$R_{tubo} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot k_{tubo}} \ln \frac{D_{min_isolante}}{d_{min}} \quad (7.5)$$

$$R_{terreno} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot k_{terreno}} \ln \left[\frac{4 \cdot (z + 0,0685 \cdot k_{terreno})}{D_{max}} \right] \quad (7.6)$$

$$R_{tubo_tubo} = \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot k_{terreno}} \ln \left[1 + \frac{[2 \cdot (z + 0,0685 \cdot k_{terreno})]^2}{C^2} \right] \quad (7.7)$$

Tabella 7.2 - Parametri di calcolo per le resistenze termiche²⁰

Conducibilità termica isolante [W/(m*K)]	0,03
Conducibilità termica tubo [W/(m*K)]	2
Conducibilità termica terreno [W/(m*K)]	0,864
C [m]	0,3
H [m]	1,5
z [m]	1,5+R _{esterno}

Calcolati i dati necessari è possibile ricavare il valore di potenza persa per metro in funzione delle caratteristiche impiantistiche. Essa è convertita in termini di portata di fluido per essere sommata alla portata termica richiesta.

$$\dot{m}_{persa_metro(\phi)} = \frac{P_{persa_metro}}{c_p \cdot \Delta T_{T_{max_}T_{min}}} \quad (7.8)$$

Nell'iter generale del dimensionamento è stato considerato il valore peggiore delle perdite termiche, ossia è stato assunto che la temperatura del terreno sia costante e pari a 10°C e quella dell'acqua rimanga invariata a 120°C. Tale ipotesi non è veritiera perché nel procedere della tubazione il fluido subisce una diminuzione di qualche grado. Questo porterà ad avere una perdita effettiva inferiore a quella calcolata ma in tal modo si lavora in condizioni di sicurezza. A parte è stato eseguito un calcolo più specifico modificando il ΔT tra terreno e acqua del teleriscaldamento per vedere come varia la potenza persa nelle due stagioni annuali. I due casi ipotizzati sono i seguenti, secondo il diverso andamento della temperatura del terreno:

- 10°C durante il periodo invernale per i mesi di Gennaio, Febbraio, Marzo, Ottobre, Novembre e Dicembre
- 13 °C per la stagione estiva da Aprile a Settembre

²⁰ I valori proposti sono stati suggeriti dall'ingegner Magnelli di Studio Energia e confermati da ricerche svolte su diversi testi in letteratura

Questo implica che in inverno si avrà una quantità di potenza persa maggiore rispetto che in estate, essendo proporzionale la perdita alla differenza di temperatura.

Una volta calcolate le perdite termiche è stata valutata la portata effettivamente necessaria per l'utenza data dalla somma della richiesta termica aumentata della portata persa per le perdite.

$$\dot{m}_{totale_utenza} = \dot{m}_{richiesta} + \dot{m}_{persa} \quad (7.9)$$

Si è proceduto, per ogni tratto, a dimensionare il diametro in funzione della portata fluente per la sezione data. Per ricavare le dimensioni della tubazione è stata ipotizzata una velocità²¹ massima pari a 2,5 m/s. Una volta ricavato il diametro effettivo è stato confrontato con le misure commerciali esistenti, scegliendo quella ad esso più vicina arrotondata per eccesso.

$$D_{calcolato} = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{m}_{totale_utenza}}{\pi \cdot \rho \cdot v_{massima}}} \quad (7.10)$$

Il diametro della diramazione principale diminuisce all'aumentare della distanza dalla centrale, diminuendo la portata che in esso vi fluisce. L'acqua che soddisfa la richiesta della data utenza confluisce nel ritorno della tubazione e non si miscela nella mandata principale. Dai calcoli ottenuti il diametro maggiore in uscita dalla centrale corrisponde a 0,45 m e il più piccolo a 0,02 m per i tratti da essa più distanti.

Estrapolando, dall'equazione precedente, v_{max} è stata ricalcolata la velocità reale nel condotto per la dimensione del diametro scelta :

$$v_{reale} = \frac{4 \cdot \dot{m}_{tot_utenza}}{\pi \cdot \rho \cdot D_{commerciale}^2} \quad (7.11)$$

²¹ Valore ricavato in letteratura da dimensionamento di reti idroniche per avere un trade-off tra perdite di carico e portata circolante.

Ottenute entrambe le informazioni è stato possibile calcolare le perdite di carico, principali e secondarie, per ogni tratto di lunghezza L e diametro D relative alla velocità del condotto.

$$\Delta p = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot f \cdot \frac{L}{D} \cdot v_{reale}^2 \quad (7.12)$$

Dove f è il coefficiente di attrito che è stato calcolato mediante la formula di Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} + \frac{\varepsilon}{3,71 \cdot D} \right) \quad (7.13)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu} \quad (7.14)$$

Il valore di ε , scabrezza relativa, è stato considerato pari a 0,05 μm . Il valore di f è stato ricavato per i diversi diametri assunti dalla dorsale principale, essendo presente a denominatore.

Il valore massimo della pressione assunto dai condotti è dato dalla seguente somma:

$$\begin{aligned} P_{massima} = & \Delta p_{distr} + \Delta p_{conc} + \Delta p_{HX_centrale} + \\ & + \Delta p_{HX_utenze} + \Delta p_{centrale} + P_{acqua@140^\circ C} + \Delta p_{altezza} \end{aligned} \quad (7.15)$$

Le perdite di carico distribuite sono quelle derivanti dal ramo più lungo della rete che, nei tre percorsi, permane invariato pari alla distanza tra la centrale e l'Ospedale di Lecco.

Come valore delle perdite concentrate è stato ipotizzato un 20% del valore delle perdite distribuite.

Non conoscendo esattamente la perdita lato acqua dello scambiatore shell and tube della centrale è stato valutato pari al 5% delle stesse perdite distribuite.

Per quanto concerne alle perdite delle sottostazioni d'utenza i valori sono stati conteggiati come segue:

$$\Delta p_{scambiatore} = 100 Pa \cdot \dot{m}_{totale_{utenza}}^2 \quad (7.16)$$

Il valore di 100 Pascal è stato mantenuto costante per unità di portata circolante, come valore indicativo²². Per ogni percorso verrà eseguita la sommatoria delle utenze considerate ottenendo il valore desiderato.

Il termine indicante le perdite di centrale riunisce in sé le perdite di pressione derivanti dalla presenza di filtri, scambi termici, misurazioni e nelle tubazioni interne alla centrale. I valori sono così distribuiti, [22]:

Tabella 7.3 - Ripartizione dei valori relativi alle perdite di carico interne alla centrale

$\Delta p_{\text{filtri [bar]}}$	0,5
$\Delta p_{\text{scambi termici [bar]}}$	0,7
$\Delta p_{\text{misurazioni [bar]}}$	0,3
$\Delta p_{\text{condotti centrale [bar]}}$	0,12

La pressione minima è il valore di saturazione dell'acqua alla temperatura massima della rete, ossia 120 °C. Per motivi cautelativi è stato considerato un valore maggiore assunto a 140°C.

In ultimo è necessario verificare il dislivello geodetico delle diverse zone servite. Per il calcolo del ramo di Valmadrera-Malgrate-Lecco è stato preso il punto più sfavorito localizzato sul territorio di Lecco e pari a una differenza di altezza di circa 25 m. Per Civate corrisponde a circa 50 m.

In possesso di tali valori per ogni percorso è possibile ottenere una pressione massima ammissibile per le tubazioni. In tutti i casi si possono sfruttare tubi di PN 25.

Per completezza della trattazione è stata calcolata anche la dimensione del vaso di espansione necessario al fine di evitare fenomeni di evaporazione dell'acqua nelle tubazioni, garantendo la pressione minima della rete pari a quella di saturazione a 140 °C.

²² Valore medio ricavato dalla letteratura.

I dati sfruttati per il calcolo sono i seguenti:

Tabella 7.4 - Dati necessari al calcolo del vaso d'espansione

Pressione minima [bar]	3,61
v_max_acqua [m³/kg]	0,001060
v_min_acqua [m³/kg]	0,001029
Coeff. Dilatazione acqua α [1/°C]	0,00001

La formula per il calcolo del componente specifico è la seguente.

$$V_{\text{vaso}} = \frac{\left\{ 2 \cdot V \left[\left(\frac{v_{\text{max}}}{v_{\text{min}}} \right) - 1 - (3 \cdot \alpha (T_{\text{max}} - T_{\text{min}})) \right] \right\}}{\left(1 - \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}} \right)} \quad (7.17)$$

7.2 Dimensionamento dei diversi percorsi ipotizzati

Nel capitolo 5 sono stati valutati diversi percorsi realizzabili della rete di teleriscaldamento. Per ogni comune sono state fatte più ipotesi in modo da avere a disposizione più scelte per poi focalizzarsi su quella che risultasse maggiormente vantaggiosa. Nel corso della trattazione si procederà ad esporre il dimensionamento della rete per i diversi percorsi scelti, ossia:

- Percorso 1, costituito da Valmadrera 1+Malgrate1+Civate1+Lecco1
- Percorso 2, formato da Valmadrera 2+Malgrate1+Civate1+Lecco2
- Percorso 3, formato da Valmadrera3+Malgrate1+Civate1+Lecco3

Per il comune di Malgrate è stata fatta un'unica ipotesi di percorso perché le utenze considerate risultano di numero ridotto pertanto raggruppabili in un unico scenario.

Per ognuno dei percorsi verranno identificati i nodi e i rami delle condotte. Avendo precedentemente esposto l'iter di dimensionamento seguito per i condotti della rete saranno riportati anche i dati tecnici di ogni ipotesi. Quanto

alla domanda termica richiesto da ogni singola utenza e ulteriori specifiche utili verranno riportate in Appendice A: lista completa delle utenze allacciate.

7.2.1 Percorso 1

Si parte esaminando la zona localizzata nelle vicinanze della centrale di Silea S.p.A. rappresentata dal comune di Valmadrera. L'ubicazione delle utenze da servire non è concentrata nel solo centro storico ma anche in una zona compresa tra la superstrada e la collina limitrofa.

Si riporta l'immagine semplificata della sola dorsale principale individuando i rami che interessano la trattazione e i relativi nodi per il Percorso 1 di Valmadrera.

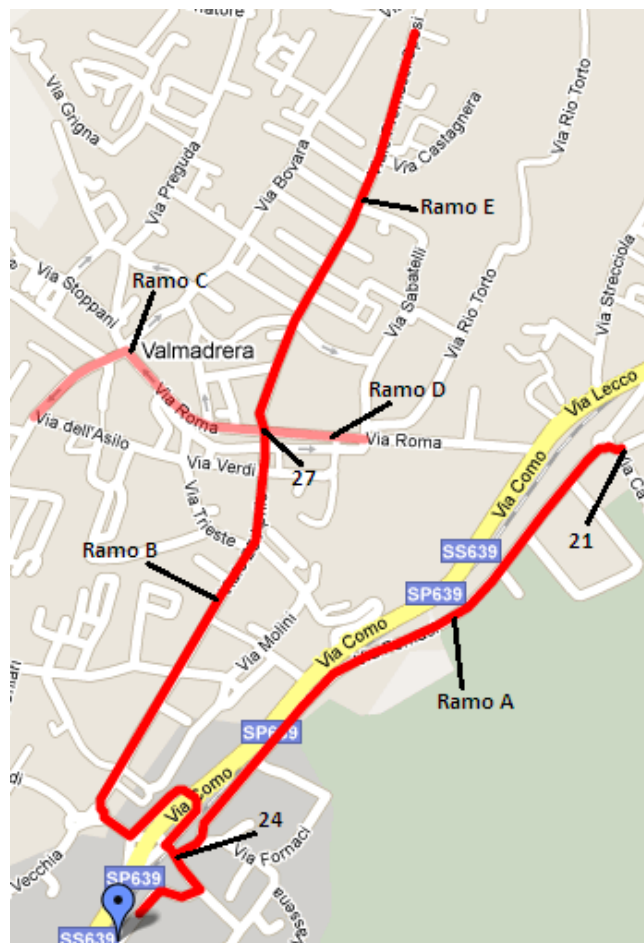


Figura 7.2 - Rappresentazione della dorsale principale del Percorso 1 di Valmadrera

In tabella sono riportate le specifiche dei rami presenti nella Figura 7.2.

Tabella 7.5 - Descrizione dei rami formanti il Percorso 1 nel comune di Valmadrera

Ramo	Tratto	Lunghezza [m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
A	N24-N21	1200	350	779,67
B	N24-N27	1215	150	1040,9
C	N27-via Manzoni	415	20	360,06
D	N27-via Roma	180	150	1323,29
E	N27-via Promessi Sposi	780	80	556,79

La condotta principale si biforca in due rami nel nodo 24 che assumeranno diametri differenti secondo quanto è riportato in Tabella 7.5.

Il ramo B attraversa il sottopassaggio della superstrada per proseguire in via XXV Aprile e triforcarsi nel nodo 27 per percorrere via Roma, via Promessi Sposi e via Manzoni. Il Centro Commerciale “Iperal” di Malgrate è localizzato nelle adiacenze di via Roma, pertanto il suo consumo verrà conteggiato sul totale del ramo D e incluso nei consumi del comune di Valmadrera. I rami C e D percorrono la stessa strada, via Roma, ma secondo sensi di scorrimento dell’acqua opposti. L’acqua del teleriscaldamento scorre dal nodo 27 al ramo D in direzione della superstrada, tale diramazione è stata assunta principale perché subirà un ampliamento nella successiva ipotesi del Percorso 2. Nel ramo C l’acqua fluisce nel senso opposto, dal nodo 27 in direzione opposta a via Provinciale e, anche in tal caso, è presupposto un prolungamento della condotta per raggiungere ulteriori utenze nel Percorso 3.

Il ramo E percorre l’intera via Promessi Sposi presentando un DN 40 nella sezione subito successiva al nodo 27 e poi restringendosi fino a un DN 20.

Al termine di ognuno dei rami sopra esposti l’acqua del teleriscaldamento percorre lo stesso tracciato in direzione opposta per confluire nella condotta di ritorno destinata al raggiungimento della centrale. Man mano che gli edifici vengono soddisfatti l’acqua in uscita fluisce nel ritorno della condotta principale. Secondo tale configurazione si eliminano miscelamenti che diminuirebbero la temperatura dell’acqua rendendo necessario il passaggio di una portata maggiore e che contribuirebbero ad aumentare la turbolenza del moto andando ad accrescere le perdite di carico.

Dopo aver esaminato nel dettaglio Valmadrera si passa all'analisi del comune di Malgrate che viene raggiunto sfruttando il ponte in pietra che supera la superstrada all'altezza di via Fabusa. Nella trattazione economica i costi di ancoraggio delle tubazioni al pavimento inferiore del ponte non sono stati considerati, non avendo a disposizione dati affidabili. In ogni caso si tenga conto che non influiranno eccessivamente sul totale. Si riporta di seguito la figura della cartina di Malgrate della parte compresa tra la collina e la ferrovia.



Figura 7.3 - Andamento della dorsale principale nel comune di Malgrate per il Percorso 1

Si riporta di seguito la tabella relativa alle lunghezze dei rami presenti in figura.

Tabella 7.6 - Descrizione dei rami formanti una parte del Percorso 1 di Malgrate

Ramo	Tratto	Lunghezza [m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
F	N21-N14	510	300	1167,19
G	N14-N13	600	300	340,02
H	N13-N11	540	300	949,43
I	N15-N16	120	100	645,87
L	N16-19	288	65	301,07
M	N19-N20	267	50	104,68
N	N20-viale Italia	745	50	554,69
O	N11-N10	1010	250	2825,65

Il ponte in pietra è raffigurato dal segmento di colore nero di spessore maggiore che mette in contatto via Gaggio e via Fabusa. La lunghezza di tale passaggio si aggira all'incirca intorno agli 80 m. Il diametro commerciale della condotta rimane di dimensioni pari a DN 300 nel tratto percorrente via Gaggio, e diminuisce a DN 250 al termine della suddetta via fino al nodo 12.

Nelle immagini che raffigurano la dorsale principale non sono state riportate le diramazioni secondarie volutamente. Esse, infatti, sono già presenti nel capitolo 5 e per non complicare eccessivamente la figura vengono tralasciate. Nelle tabelle presenti nell'Appendice A sono riportate le utenze allacciate comprensive di quelle raggiunte dalle diramazioni secondarie.

Si riporta un solo ingrandimento dell'andamento del tracciato una volta superato il nodo 11, dove è presente una diramazione secondaria non ben visibile, che percorre via Roma. Il diametro principale permane al valore di DN 300 fino all'inizio del ponte Kennedy, per poi decrescere alla misura inferiore DN 250.



Figura 7.4 - Ingrandimento della diramazione secondaria di Via Roma del comune di Malgrate

Si procede nell'analisi del Percorso 1 esaminando il tragitto della dorsale principale diretta al comune di Civate. Anche in tal caso l'andamento della rete sarà suddiviso in rami e nodi e ne verranno indicate le caratteristiche corrispondenti. In figura è mostrato il percorso del condotto principale che

termina allo snodo di via Borgo delle Noci, nodo 42, dove si triforca per confluire nelle diramazioni secondarie presenti.

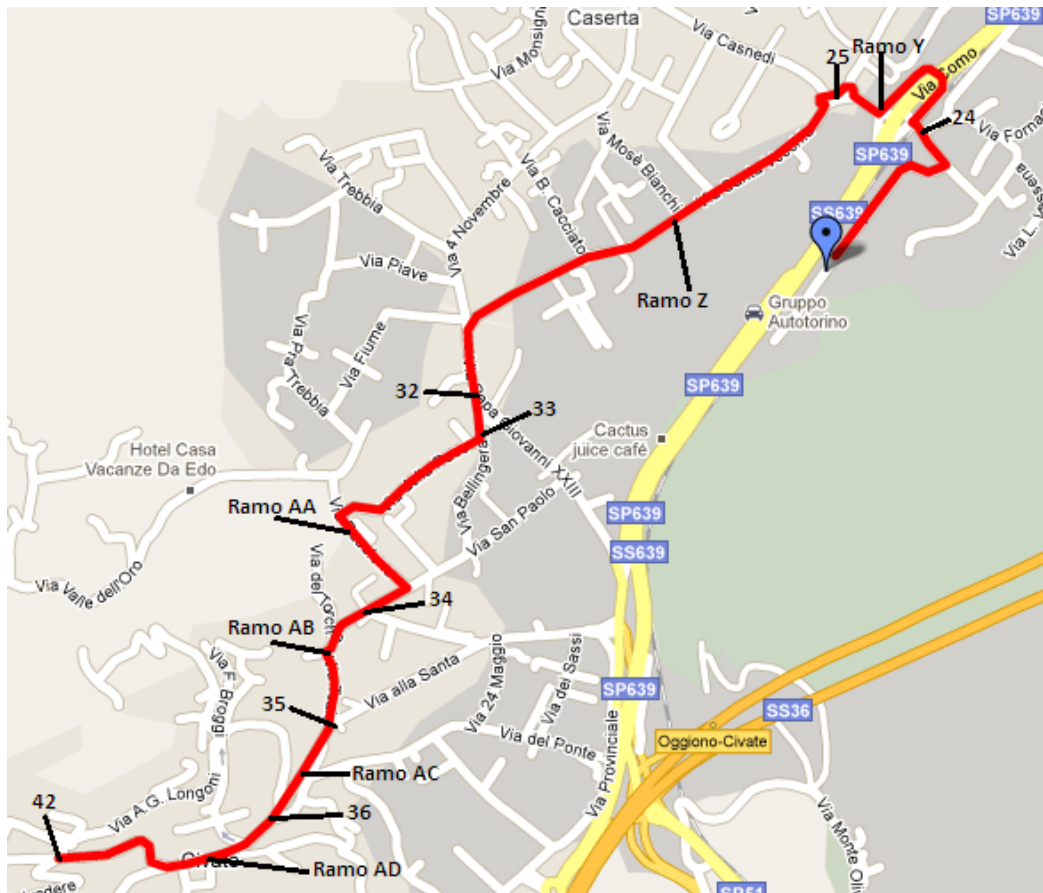


Figura 7.5 - Prima parte del tracciato del comune di Civate

Le lunghezze e i diametri del tracciato sono riportati in tabella.

Tabella 7.7 - Descrizione dei rami e dei nodi per il comune di Civate

Ramo	Percorso	Lunghezza [m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
Y	N24-N25	430	150	-
Z	N25-N33	1055	150	1642,5
AA	N33-N34	590	100	437,1
AB	N34-N35	280	100	455,39
AC	N35-N36	190	100	440,29
AD	N36-N42	575	80	1407,06

La condotta mantiene un diametro nominale abbastanza consistente fino al nodo 36 per poi decrescere fino alla fine della tubazione a DN 80 e DN 65. Per il ramo AD, riportato in tabella, è stato assunto un valor medio delle dimensioni geometriche della tubazione. E' stato anticipato nel capitolo precedente che la configurazione per il comune di Civate sarà unica. Perciò l'andamento riportato in figura permane invariato in tutti e tre i percorsi ipotizzati. Avendo concluso l'analisi per il ramo destinato a Civate si possono riassumere i dati tecnici ricavati dal dimensionamento del tratto suddetto.

Tabella 7.8 – Caratteristiche tecniche e perdite di rete del ramo di Civate

Dati	Percorso Civate
Portata acqua TLR [kg/s]	24,86 ²³
Perdita carico distribuita [bar]	9,26
Perdite scambiatori utenze [bar]	0,076
Perdita scambiatore centrale [bar]	0,46
Pressione saturazione acqua [bar]	3,61
Perdite di pressione per altezza geodetica [bar]	4,81
Perdite concentrate [bar]	1,85
Perdita di carico centrale [bar]	1,62
Pressione totale [bar]	21,7
Volume vaso espansione [m ³]	6,68

Si procede ora con lo studio del percorso nel comune di Lecco. In questo contesto il tracciato è risultato di difficile realizzazione visto l'alto numero di utenze potenziali. Il Percorso 1, concernente solo alla dorsale principale, è riportato in Figura 7.6.

²³ Il valore espresso include le perdite termiche che derivano dal percorso diretto a Civate



Figura 7.6 - Dorsale principale comune di Lecco Percorso 1

Secondo tale ipotesi i rami S e V sono diramazioni principali di diametro contenuto. Essi saranno sviluppati nel percorso successivo avendo la possibilità di collegare altre strutture.

Tabella 7.9 - Descrizione dei rami del tragitto di Lecco per il Percorso 1

Ramo	Tratto	Lunghezza [m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
O	N11-N10	1010	250	2825,65
P	N10-N9	100	250	1639,21
Q	N9-N7	400	250	903,7
R	N7-N6	108	200	1258,07
S	N6-via Tubi	472	65	675,56
T	N5-N3	370	200	409,36
U	N3-N2	85	200	642,87
V	N2-via Risorgimento	360	32	155,62
W	N2-N1	210	200	791,43
X	N1-via dell'Eremo	515	200	6301,07

Il diametro rimane per lo più invariato fino al nodo 7 anche se potrebbe essere ridotto qualora si volesse ottenere una lieve diminuzione di costi. Il motivo per cui esso permane tale risiede nel fatto che è stato considerato un sovradimensionamento del 30% circa della richiesta termica qualora la rete subisca degli ampliamenti in futuro. Se così non fosse l'allacciamento di altre strutture implicherebbe la realizzazione di un tratto della rete di teleriscaldamento ex novo.

La dorsale si esaurisce dopo aver servito l'Ospedale, raggiungendo l'obiettivo posto inizialmente.

7.2.2 Percorso 2

La scelta del tracciato per il Percorso 2 prevede l'allacciamento di un numero superiore di utenze per il solo comune di Valmadrera e Lecco. Le strutture presenti nel comune di Malgrate sono interamente soddisfatte dall'ipotesi del Percorso 1, quindi, nel corso della trattazione, verranno aggiunti i nuovi edifici allacciati sommando la richiesta termica già presente per il Percorso 1.

Relativamente al comune di Valmadrera le utenze aggiunte per il Percorso 2 sono un numero contenuto perché relative alle strutture localizzate lungo una parte di via Rio Torto. Tale strada, infatti, permette il raggiungimento del comune di Malgrate attraverso un percorso più corto che prevede la percorrenza di una strada sterrata che mette in comunicazione Valmadrera con piazzale Alpini, come riportato in Figura 7.7.



Figura 7.7 - Collegamento tra il comune di Valmadrera e il comune di Malgrate nel Percorso 2

Il collegamento sarebbe realizzato effettuando gli scavi lungo una strada sterrata che costeggia il campo sportivo lì ubicato. La descrizione dei rami presenti nell'immagine è sotto riportata.

Tabella 7.10 - Descrizione del ramo che realizza il collegamento tra Valmadrera e Malgrate per il Percorso 2

Ramo	Tratto	Lunghezza [m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
AE	N28-N43	750	100	16,68
AF	N43-N45	400	100	-
AG	N45-N20	63	65	84

I rami presenti nella figura soprastante e precedentemente elencati non sono stati riportati per non appesantire la trattazione. La lunghezza della strada sterrata si aggira intorno ai 200 m. L'attraversamento di piazzale Alpini non implica l'allacciamento ad alcuna struttura. Gli edifici collegati nel comune di Malgrate rimangono invariati.

L'analisi procede esaminando l'andamento del tracciato nel comune di Lecco per il Percorso 2. Esso è considerato come un ulteriore sviluppo del Percorso 1,

il cui andamento permane invariato. In aggiunta le diramazioni principali di via Tubi e via Risorgimento si espandono e sono presenti un maggior numero di diramazioni secondarie. La struttura, come è stato scelto, è di tipo “ad albero” in modo che un eventuale sviluppo futuro sia ben realizzabile. Un particolare accorgimento è stato dedicato alle diramazioni di via Foscolo e via Cantarelli che sono state sovradimensionate proprio in visione dell’espansione del tracciato. Identico accorgimento è stato realizzato per il ramo che costeggia il Centro Commerciale “Meridiana” perché in zona sono presenti numerosi edifici condominiali in corso di realizzazione che potrebbero essere interessati al servizio del teleriscaldamento.

Il primo tratto della dorsale rimane invariato come presentato nel Percorso 1. A partire dal nodo 9 sono presenti delle modifiche riportate nella figura sottostante.

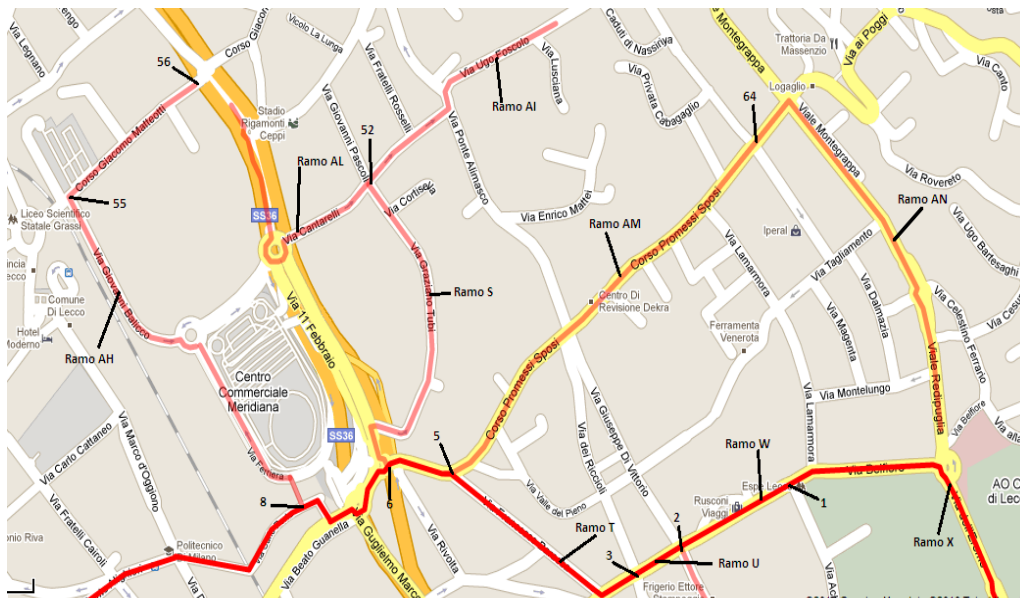


Figura 7.8 - Andamento del tracciato di Lecco per il Percorso 2

Le specifiche dei rami indicati sono riportate in Tabella 7.11.

Tabella 7.11 - Descrizione rami del comune di Lecco per una parte del Percorso 2

Ramo	Tratto	Lunghezza[m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
AH	N8-N56	1058	150	3696,55
AI	N52-via Foscolo	455	40	114,57
AL	N52-via XI Febbraio	365	65	956,66
AM	N5-N64	700	100	1049,67
AN	N64-via Redipuglia	680	65	1062,73

La seconda parte del tracciato per il comune di Lecco è riportata in Figura 7.9, le cui specifiche vengono inserite in Tabella 7.12.



Figura 7.9 - Seconda parte del tracciato di Lecco per il Percorso 2

Tabella 7.12 - Descrizione dei rami della seconda parte del Percorso 2 del comune di Lecco

Ramo	Tratto	Lunghezza[m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
AO	N58-via Roccolo	290	50	803,23
AP	N58-via Mons.Polvara	360	80	1238,85
AQ	N48-N50	600	100	2343,93
AR	N50-via Fra' Galdino	640	32	142,52

7.2.3 Percorso 3

Il Percorso 3 rappresenta un ulteriore ampliamento del precedente tracciato. Si tratta di una configurazione in cui si propone la massima allacciabilità di strutture presenti sul territorio.

Per quanto concerne Valmadrera la dorsale principale, dopo aver raggiunto il nodo 27, prosegue lungo via Roma e attraversa l'intera via Bovara, con un numero consistente di diramazioni secondarie. La condotta in uscita dalla centrale, superato il sottopassaggio e superato il nodo 25, si biforca percorrendo via Casnedi. La configurazione del Percorso 2, relativa al raggiungimento del comune di Malgrate, non subisce variazioni.

In figura è riportata la prima parte dell'andamento del percorso proposto relativo al comune di Valmadrera.



Figura 7.10 - Andamento del Percorso 3 per il comune di Valmadrera

Si riporta di seguito la descrizione dei diversi rami presenti e le relative lunghezze.

Tabella 7.13 - Descrizione dei rami del Percorso 3 del comune di Valmadrera

Ramo	Tratto	Lunghezza[m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
AS	N25-via San Rocco	665	80	1644,52
AT	N77-via Manzoni	115	65	563,2
AU	N77-via Bovera	640	65	745,6
AV	N27-N77	300	150	63,23

Per quanto riguarda il comune di Malgrate è stato già anticipato che la domanda termica delle utenze presenti sia stata soddisfatta dal Percorso 1, quindi non ci sono modifiche da apportare nel territorio di Malgrate.

La situazione di Lecco è invece differente. La configurazione permane come presentata per il Percorso 2, ossia “ad albero”, ma in più vengono sviluppate delle diramazioni secondarie per raggiungere le utenze ubicate nella parte limitrofa a via Leonardo da Vinci. In Figura 7.11 è riportato il particolare del tracciato che raggiunge gli edifici di via Aspromonte e le relative traverse. Il ramo che percorre via Leonardo da Vinci serve un centro sportivo piuttosto energivoro localizzato in via Nullo.



Figura 7.11 - Ingrandimento dello sviluppo del Percorso 3 nel comune di Lecco

Tabella 7.14 - Descrizione dei rami del comune di Lecco per il Percorso 3

Ramo	Tratto	Lunghezza[m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
AW	N69-via Aspromonte	380	80	238,97
AX	Via Caprera	126	50	868,36
AY	Via Trieste	79	32	255,98
AZ	Via Bezzecca	149	20	30,04
BA	Via Nullo	51	20	31,05

Il secondo ampliamento della rete di Lecco, relativo al Percorso 3, prevede di allacciare le strutture contigue al centro storico. Il ramo BD riunisce in sé tutti gli edifici presenti nella diramazione, tra cui, più importanti, la sede della Provincia e del Comune di Lecco. Entrare nel cuore del centro non è possibile, vista la difficoltà di ottenimento dei permessi e i lavori, conclusi da poco, di ristrutturazione della pavimentazione stradale che hanno categoricamente proibito qualsiasi ulteriore lavoro di scavo.

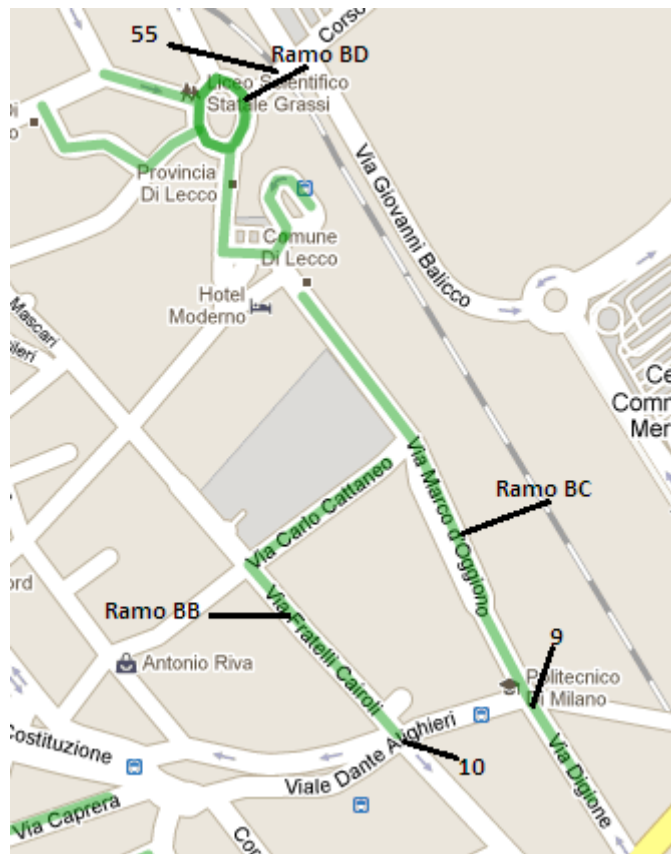


Figura 7.12 - Ingrandimento del tracciato di Lecco per il Percorso 3

Tabella 7.15 - Descrizione diramazioni del Percorso 3 nel comune di Lecco

Ramo	Tratto	Lunghezza[m]	DN [mm]	Potenza servita [kW]
BB	N10-via Cattaneo	314	80	1679,76
BC	Via d'Oggiono	420	65	1049,85
BD	Snodo Provincia di Lecco	635	50	867,28

Il resto del tracciato nel comune di Lecco permane invariato come proposto nella trattazione del Percorso 2.

Avendo precedentemente esposto l'iter di dimensionamento delle condotte si riportano anche i valori trovati delle lunghezze, delle perdite di carico e delle perdite termiche per ognuno dei percorsi proposti.

Tabella 7.16 - Misure delle lunghezze di ogni percorso

Percorso	Principale [m]	Secondaria [m]	Lunghezza scavi [m]	Lunghezza tubi (A+R) [m]
1	14'362	8'950	23'312	46'624
2	20'774	12'647	33'422	66'842
3	22'080	16'407	38'487	76'974

Nella tabella soprastante le misure delle lunghezze relative alla condotta principale e secondaria includono anche i tratti appartenenti al comune di Civate. I valori di energia termica riportati in Tabella 7.17 sono rappresentativi di tutti e quattro i comuni allacciati.

Tabella 7.17 - Valori delle perdite termiche per ogni percorso

Dati	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
UtENZE allacciate	215	338	437
Richiesta termica massima [MWth]	27,44	39,6	48,19
Perdite termiche alla richiesta massima [MWth]	1,49	2,05	2,27
Potenza termica erogata massima totale [MWth]	28,9	41,65	50,46
Richiesta termica annua [GWh/anno]	73,92	101,64	120,72
Perdite termiche complessive [GWh/anno]	11,41	15,63	17,38
Perdite termiche complessiva [%]	13,37%	13,33%	12,58%
Energia termica prodotta dalla centrale [GWh /anno]	85,33	117,27	138,10

Oltre alle perdite termiche si riportano anche le perdite distribuite e concentrate per ciascun tragitto discusso. I valori proposti in tabella fanno strettamente riferimento al ramo Valmadrera-Malgrate-Lecco.

Tabella 7.18 - Perdite di carico calcolate per ciascun percorso

Dati	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
Portata acqua TLR [kg/s]	143,7	218,1	260,6
Perdita carico distribuita [bar]	6,19	5,71	7,69
Perdite scambiatori utenze [bar]	1,004	1,11	1,16
Perdita scambiatore centrale [bar]	0,31	0,29	0,38
Perdita di pressione per altezza geodetica [bar]	2,36	2,36	2,36
Perdite concentrate [bar]	1,24	1,14	1,54
Perdita di carico centrale [bar]	1,62	1,62	1,62
Pressione saturazione acqua ²⁴ [bar]	3,61	3,61	3,61
Volume vaso espansione [m ³]	78,8	164,2	213,6
Pressione totale [bar]	16,34	15,84	18,36

²⁴ Il valore della pressione di saturazione è stato calcolato ipotizzando la temperatura dell'acqua di 140 °C. In questo modo si mantiene un margine di sicurezza e il valore totale della pressione massima non varia in maniera sostanziale.

Per il Percorso 2 sarebbe possibile sfruttare tubi PN 16, mentre per gli altri due è necessario passare alla dimensione superiore di PN 25. In realtà la differenza di prezzo tra tubi di diversa pressione non è così rilevante, pertanto è stato adottato un valore di PN 25 per le tubazioni di tutti i tracciati.

Allo scopo di fornire un riassunto delle dimensioni scelte si riportano le informazioni inerenti ai diametri delle tubazioni.

Tabella 7.19 - Riassunto dei diametri assunti dalle diramazioni principali presentati nella trattazione

Diametro commerciale [m]	Ramo
0,02	C-AZ-BA
0,025	-
0,032	V-AR-AY
0,04	AI
0,05	M-N-AO-AX-BD
0,065	L-S-AG-AN-AL-AT-AU-BC
0,08	E-AD-AP-AS-AW-BB
0,1	I-AA-AB-AC-AE-AF-AM-AQ
0,15	B-D-Y-Z-AH-AV
0,2	R-T-U-W-X
0,25	O-P-Q
0,3	F-G-H
0,35	A

8 Analisi economico-ambientale dell'impianto Silea in assetto cogenerativo

8.1 Esborsi economici relativi alla realizzazione della rete TLR

L'esborso economico è stato conteggiato sommando le spese relative alla realizzazione della rete di teleriscaldamento e dei componenti essenziali di cui è costituita. Nella conteggio rientrano pertanto i costi relativi a:

- Tubazioni
- Scavo e ricoprimento
- Scambiatore shell and tube installato in centrale
- Stazione di pompaggio ubicata in centrale
- Sottostazioni d'utenza
- Oneri relativi a componenti aggiuntivi conteggiati pari al 20%

I costi relativi al riadattamento della centrale in assetto cogenerativo verranno presentati nel paragrafo successivo. Per ogni percorso è stato conteggiato l'esborso relativo ad ogni voce di costo al fine di procedere con un'analisi di sensitività per individuare l'ipotesi più conveniente.

Relativamente ai costi di scavo e ricoprimento è stato fatto riferimento ai prezzi in commercio dell'anno 2004 aumentati del 10%, per tenere conto di un aggiornamento di questi valori²⁵. Il costo è relativo alla realizzazione di un doppio tubo, mandata e ritorno.

²⁵ Cataloghi e prezzi gentilmente forniti dall'ingegner Magnelli di Studio Energia: anche l'aumento del 10% è stato consigliato dall'ingegnere.

Si riportano in tabella i valori effettivi con riferimento alle specifiche tecniche del condotto.

Tabella 8.1 - Costi relativi al materiale e scavo per un doppio tubo

D_commerciale [m]	s_isolante [m]	Costo scavo e materiale [€]
0,02	0,029	183
0,025	0,025	186
0,032	0,031	190
0,04	0,028	194
0,05	0,029	205
0,065	0,029	223
0,08	0,032	251
0,1	0,039	288
0,15	0,075	413
0,2	0,0575	483
0,25	0,075	619
0,3	0,15	704
0,35	0,175	813
0,4	0,225	937
0,5	0,25	1'069

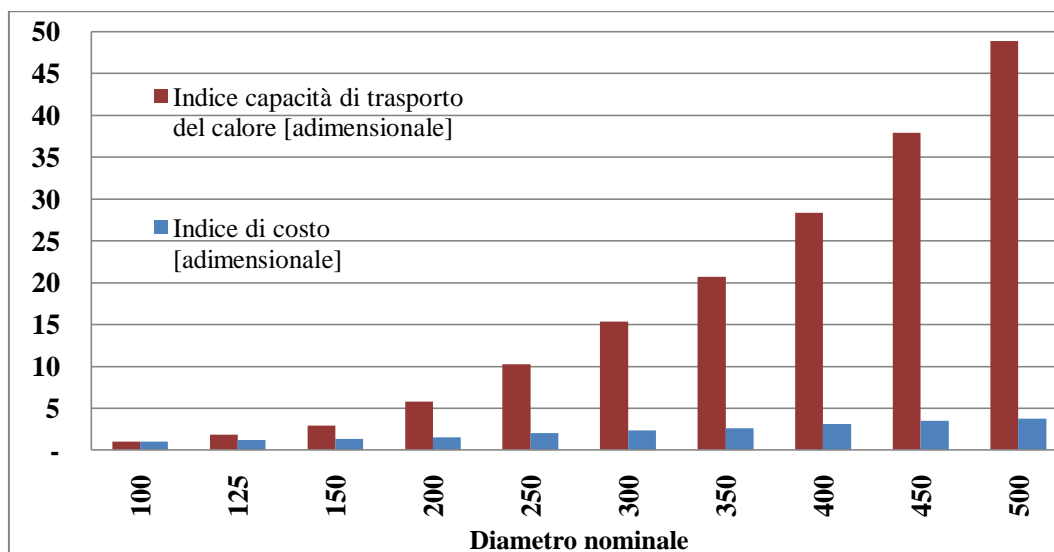


Figura 8.1 - Andamento dell'indice di costo e di trasporto del calore in funzione del diametro

Dalla Tabella 8.1 e dalla Figura 8.1 si può notare che l'andamento dei costi ha una crescita lineare mentre il trend del potenziale termico trasportato cresce con il quadrato del diametro. Alla luce di ciò è consigliabile eccedere, di un valore ragionevole, riguardo la scelta di un condotto di dimensioni maggiori rispetto alla richiesta delle utenze: si incorre così in un esborso lievemente superiore ma, in caso di futuri allacciamenti, sarà possibile avere introiti elevati a fronte di spese trascurabili.

Tabella 8.2 - Costi degli scambiatori a piastre delle utenze

Potenza sottostazione [kW]	Costo unitario [€/cad]
20	3'300
34	5'500
50	7'700
75	8'800
100	9'900
125	10'450
150	11'000
175	12'100
200	12'650
250	13'200
300	14'300
350	15'950
400	17'050
450	19'250
500	20'900
600	22'000
700	24'200
800	27'500
900	28'600
1000	30'800
1250	31'900
1500	34'222
2000	38'936

8.1.1 Valutazione dei costi per il Percorso 1

Si riportano i valori ottenuti relativi ai costi di realizzazione del Percorso 1. Essi rappresentano gli esborsi per il materiale e il costo di scavo e ricoprimento per il doppio tubo.

Tabella 8.3 - Costi relativi al materiale utilizzato e ai costi di scavo e ricoprimento

DN [m]	Lunghezza [m]	Costo materiale e scavo [€]
0,02	5'407	987'318
0,025	644	119'720
0,032	1'767	336'260
0,04	2'225	430'760
0,05	1'380	282'348
0,065	1'106	246'970
0,08	483	121'136
0,1	850	244'970
0,15	3'470	1'431'375
0,2	1'507	727'730
0,25	1'403	868'878
0,3	2'850	2'006'400
0,35	220	178'838
TOTALE		7'982'704

Si riporta di seguito il conteggio delle sottostazioni necessarie in base alle utenze servite nel Percorso 1. In totale le strutture raggiunte sono 215 e per ognuna è necessario predisporre uno scambiatore, in modo che il cliente sia autonomo nella regolazione del servizio.

Tabella 8.4 - Costo delle sottostazioni d'utenza

Potenza sottostazione [kW]	Numero sottostazioni	Costo [€]
20	32	105'600
34	32	176'000
50	35	269'500
75	29	255'200
100	13	128'700
125	17	177'650
150	10	110'000
175	8	96'800
200	3	37'950
250	12	158'400
300	5	71'500
350	1	15'950
400	4	68'200
450	4	77'000
500	1	20'900
600	0	0
700	3	72'600
800	1	27'500
900	1	28'600
1000	0	0
1250	0	0
1500	1	34'222
2000	3	116'807
TOTALE	215	2'049'079

I costi complessivi, per la sola realizzazione della rete per il Percorso 1, sono riassunti in tabella. Per il momento verrà conteggiato sul totale solo il 20%, attribuito a opere edili, piping e valvole, strumentazioni, sistema di controllo, necessario per il corretto funzionamento dell'impianto. Nel capitolo 8.3 sarà tenuto conto anche degli oneri relativi alla progettazione.

Tabella 8.5 - Costi riassuntivi relativi per il Percorso 1

Costo materiale e scavo [€]	7'982'704
Costo scambiatori [€]	2'049'079
Totale costi [€]	10'031'783
Totale con oneri aggiuntivi (+20%) [€]	12'038'139

8.1.2 Valutazione dei costi per il Percorso 2

Il Percorso 2 prevede l'allacciamento di 338 utenze. La trattazione è identica a quella effettuata nel paragrafo precedente. Si tenga conto, però, che alcune strade non necessitano della rottura del manto stradale per la posa delle tubazioni (viale Dante, viale Costituzione, via Carlo Porta) ma è sufficiente ancorare i tubi al di sotto del pavimento stradale essendovi il passaggio sotterraneo del torrente Caldone che attraversa il comune di Lecco. Non avendo a disposizione alcun dato economico per il conteggio dell'esborso in tale situazione, si è proceduto considerandole come strade "normali" e, quindi, necessitanti degli stessi lavori di scavo. Nell'ottica di un conteggio che tenesse conto di suddetta differenza il prezzo totale dell'investimento subirebbe un lieve decremento. Si riportano i costi relativi alle tubazioni e gli scavi.

Tabella 8.6 - Costo dei materiali e degli scavi per il Percorso 2

DN tratto di rete [m]	Lunghezza [m]	Costo materiale e scavo [€]
0,02	6'688	1'221'229
0,025	955	177'534
0,032	3'017	574'135
0,04	3'492	676'051
0,05	1'583	323'882
0,065	2'391	533'910
0,08	1'041	261'083
0,1	3'698	1'065'763
0,15	4'367	1'801'388
0,2	725	350'102
0,25	665	411'835
0,3	327	230'208
0,35	1'403	1'140'499
0,4	2'850	2'671'020
0,45	220	235'224
TOTALE		11'673'863

In Tabella 8.7 sono elencati il numero e i costi delle sottostazioni di scambio termico.

Tabella 8.7 - Costo delle sottostazioni di scambio per il Percorso 2

Potenza sottostazione [kW]	Numero sottostazioni	Costo [€]
20	53	174'900
34	49	269'500
50	47	361'900
75	51	448'800
100	24	237'600
125	25	261'250
150	14	154'000
175	13	157'300
200	7	88'550
250	17	224'400
300	12	171'600
350	5	79'750
400	5	85'250
450	4	77'000
500	2	41'800
600	0	0
700	3	72'600
800	2	55'000
900	1	28'600
1000	0	0
1250	0	0
1500	1	34'222
2000	3	116'806
TOTALE	338	3'140'828

I costi totali relativi al Percorso 2 sono riportati nella tabella sottostante.

Tabella 8.8 - Riassunto dei costi relativi al Percorso 2

Costo materiale e scavo [€]	11'673'863
Costo scambiatori [€]	3'140'828
Totale costi [€]	14'814'692
Totale con oneri aggiuntivi (+20%) [€]	17'777'630

8.1.3 Valutazione dei costi per il Percorso 3

Il Percorso 3 prevede l'allacciamento di 437 utenze. I costi sono riportati di seguito come per gli altri percorsi.

Tabella 8.9 - Costi relativi al materiale e scavo per il Percorso 3

DN [m]	Lunghezza [m]	Costo scavo e materiale [€]
0,02	8'556	1'562'326
0,025	1'652	307'107
0,032	3'602	685'461
0,04	3'851	745'554
0,05	2'377	486'334
0,065	2'715	606'259
0,08	1'695	425'106
0,1	3'557	1'025'127
0,15	3'277	1'351'762
0,2	1'135	548'091
0,25	1'270	786'511
0,3	327	230'208
0,35	1'073	872'242
0,4	2'655	2'488'266
0,45	745	796'554
TOTALE		12'916'908

E' riportato l'elenco dei costi e il numero delle sottostazioni di scambio per il Percorso 3 in Tabella 8.10.

Tabella 8.10 - Conteggio delle sottostazioni di scambio per il Percorso 3

Potenza sottostazione [kW]	Numero sottostazioni	Costo [€]
20	79	260'700
34	60	330'000
50	57	438'900
75	67	589'600
100	34	336'600
125	27	282'150
150	19	209'000
175	17	205'700
200	9	113'850
250	21	277'200
300	14	200'200
350	8	127'600
400	6	102'300
450	4	77'000
500	4	83'600
600	0	0
700	3	72'600
800	3	82'500
900	1	28'600
1000	0	0
1250	0	0
1500	1	34'222
2000	3	116'807
TOTALE	437	3'969'129

In tabella sono riassunti i costi totali relativi al Percorso 3 aumentati degli oneri per manodopera.

Tabella 8.11 - Riassunto dei costi relativi al Percorso 3

Costo materiale e scavo [€]	12'916'908
Costo scambiatori [€]	3'969'129
TOTALE [€]	16'886'037
Totale con oneri aggiuntivi (+20%) [€]	20'263'245

A titolo di confronto sono riportati i costi totali relativi ai tre percorsi proposti.

Tabella 8.12 - Confronto tra i costi dei tre percorsi

Percorso	Costo totale [€]	Costo specifico [€/m]
1	12'038'139	258
2	17'777'630	266
3	20'263'245	263

Il prezzo specifico indicato in tabella fa riferimento al valore per lunghezza unitaria di tubo utilizzato.

8.2 Esborsi economici relativi alla conversione della centrale all'assetto cogenerativo

La realizzazione della rete di teleriscaldamento prevede la conversione dell'assetto attuale della centrale e la sostituzione della turbina con una di nuova generazione, in grado di fornire un quantitativo di calore decisamente più importante di quanto ne possa fare quella attuale. La voce di costo più importante è rappresentata dall'acquisto di un nuovo gruppo turboalternatore. Le possibilità precedentemente discusse hanno portato ad ottenere due turbine di potenza nominale di 10,2 e 14,5 MW con funzionamento a piena condensazione e derivazione. La valutazione dell'esborso economico è stata eseguita per entrambe le taglie in quanto la scelta di una nuova macchina dipende sia da criteri energetici che economici. Il costo specifico al kWh è stato valutato pari a 700 €/kWh. Nella tabella di seguito sono rappresentati i costi totali.

Tabella 8.13 - Costo relativo all'acquisto di un nuovo turboalternatore

Potenza nominale [MW]	Costo [€]
10,2	7'140'000
14,5	10'150'000

Si procede ora affrontando la valutazione dei costi dei componenti che sarà necessario installare in centrale ai fini del corretto funzionamento del sistema di teleriscaldamento, nello specifico:

- Scambiatore shell & tube

- Pompe di circolazione della rete
- Serbatoio d'accumulo per l'energia termica
- Caldaia integrativa
- Connessione elettrica in alta tensione e allacciamento della rete di gas naturale di potenza adeguata

8.2.1 Scambiatori di calore

Si tratta dello scambiatore che realizzerà lo scambio termico tra il vapore spillato dalla turbina e il fluido della rete di teleriscaldamento, al fine di elevare la temperatura dell'acqua fino al valore massimo predefinito, ossia 120 °C.

Il costo è funzione della potenza termica in gioco, ovvero dell'estensione della rete di TLR allacciata alla centrale. Il prezzo di scambiatori di tale tipologia risiede tra i 3'500 - 4'000 €/MW_{th} per il caso delle unità di grande taglia caratteristiche dei percorsi analizzati. Ogni ramo possiede uno scambiatore ad esso dedicato ma, essendo il costo specifico costante, il valore dell'investimento è stato valutato rispetto alla potenza termica massima erogata, includendo quindi anche la domanda di Civate. Una valutazione preliminare, per ogni itinerario, è rappresentata nella seguente tabella.

Tabella 8.14 - Valutazione del costo dello scambiatore di calore

Dati	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
Potenza termica erogata massima totale [MW _{th}]	28,9	41,65	50,46
Costo scambiatori di calore [€]	242'000	350'000	410'000

8.2.2 Stazioni di pompaggio della rete

Non essendo necessarie stazioni di pompaggio aggiuntive l'unica pompa di circolazione da installare sarà ubicata in centrale. È per questo che si considera questa voce di costo come inerente alla centrale. Anche in questo contesto l'investimento è funzione della portata d'acqua circolante e delle perdite di carico che devono essere vinte.

Il gruppo di pompaggio è realizzato da tre pompe in parallelo, regolate mediante inverter, di cui una funge da riserva. La tabella seguente mostra le potenze richieste, ipotizzato un rendimento idraulico di 0,75, per i tre percorsi, ed il relativo costo stimato per tre macchine ciascuna con una potenza del 50% della richiesta totale. Da notare che si è ipotizzato di dedicare un apposito gruppo di pompaggio alla linea di Civate (tre pompe anche qui, analogamente al tracciato di Valmadrera, Malgrate e Lecco), sempre presente nelle tre ipotesi di sviluppo della rete, al fine di gestire meglio la regolazione del carico.

Tabella 8.15 - Valutazione costi stazione di pompaggio

Dati	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3	Linea Civate
Portata acqua TLR [kg/s]	143,7	218,1	260,6	24,86
Portata acqua TLR [m ³ /s]	0,152	0,23	0,28	0,0263
Perdita di carico totale [bar]	16,34	15,84	18,36	21,70
Potenza richiesta [kW]	370	516	720	77
Costo gruppo pompe (3x50%) [€]	400'000	557'000	775'000	83'000

8.2.3 Sistema di accumulo

Per quanto riguarda gli accumulatori di calore, necessari per modulare il carico termico della rete, il costo può essere dedotto da installazioni simili prese a riferimento. Per un accumulo di 1'000 m³ possono essere stimati dei costi, comprensivi di installazione, pari a 500'000 € (per costo specifico di circa 500 €/m³). Se la rete è sufficientemente estesa è facile dimostrare come i tempi di ripagamento di tale componente sarebbero molto brevi.

8.2.4 Caldaia integrativa

Nell'impianto deve essere sicuramente presente una caldaia integrativa alimentata a gas naturale per coprire la richiesta termica massima in caso di fuori servizio della centrale. In generale, in base al dimensionamento dell'impianto e alla presenza o meno del serbatoio di accumulo, la caldaia ha anche funzione di integrazione delle punte di richiesta termica sulla rete durante i mesi più freddi. Anche per la caldaia il costo è proporzionale alla potenza

termica in gioco, ovvero alla estensione della rete di TLR a cui la centrale è asservita. Caldaie di classe 5 che si è scelto di adottare in tal caso hanno un costo specifico compreso tra 15'000 - 20'000 €/MW_{th}.

Tabella 8.16 - Valutazione dei costi delle caldaie integrative

Dati	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
Potenza termica erogata massima totale [MW _{th}]	28,9	41,65	50,46
Costo caldaie integrative classe 5 [€]	577'000	748'000	807'000

8.2.5 Allacciamento elettrico

Infine, le modifiche all'impianto comprendono anche variazioni agli allacciamenti elettrici e gas della centrale.

La connessione attualmente presente in centrale è di media tensione da 10,5 MVA e dovrà essere sostituita da una di alta tensione da 15 MVA, proporzionalmente con le potenzialità della nuova turbina installata e secondo le procedure di Enel Distribuzione relativamente agli allacciamenti di potenza superiore a 6 MVA.

Il costo stimato complessivo dell'allacciamento è ritenuto pari a 1'000'000 €.

E' necessaria anche una nuova connessione alla rete di gas naturale proporzionale alla potenza richiesta dalla centrale, sia per la caldaia integrativa che per l'avviamento dei forni. L'attuale linea ha capacità di 930 Nm³/h rispetto ai 5'500 Nm³/h necessari per la caldaia. La connessione finale dovrà quindi avere una capacità complessiva di 6'000 Nm³/h.

Essendo tali costi fortemente influenzati dalle condizioni di mercato e dalle offerte dei diversi fornitori non sono stati inclusi nella valutazione economica complessiva.

8.3 Valutazione economica dell'investimento

Noti gli investimenti dei vari scenari, si valutano di seguito i parametri economici di maggiore interesse.

Ai costi per la realizzazione del sistema di teleriscaldamento, esborsi per scavo e ricoprimento e sottostazioni d'utenza, vanno conteggiati oneri aggiuntivi, come precedentemente anticipato, per opere edili, piping e valvole, strumentazioni, sistema di controllo e varie, stimati con il 20% del totale (voce di costo chiamata BOP, Balance Of Plant). Per le stesse voci inerenti alla centrale, invece, tali oneri sono considerati pari al 30% dell'investimento relativo²⁶. Per entrambe le voci saranno aggiunti sul totale i costi di progettazione relativi alle modifiche alla centrale, valutabili nell'ordine del 3% del costo totale.

Le voci di costo che verranno incluse nella valutazione dell'investimento sono elencate nella seguente tabella.

Tabella 8.17 - Voci di costo per il calcolo dei flussi di cassa

A	Costi d'investimento
B	Vendita energia elettrica
C	Ricavi certificati verdi
D	Ricavi vendita calore
E	Esborsi gas naturale
F	Costi O&M

La voce A tiene conto degli esborsi sia per il cambio di assetto della centrale che per la rete di teleriscaldamento. I due investimenti, prima di essere sommati, sono stati valutati individualmente inglobando i costi per la progettazione e per la realizzazione, conteggiati come sopra esposto. Nelle tabelle seguenti sono riportate le voci di costo al variare anche della taglia della macchina scelta.

Tabella 8.18 – Valutazione dei costi di investimento della rete

Voci di costo	Percorso 1 [€]	Percorso 2 [€]	Percorso 3 [€]
Rete TLR	10'031'782	14'814'692	16'886'037
BOP totale	2'482'090	3'665'490	4'177'988
TOTALE	12'513'872	18'480'183	21'064'025

²⁶ Le percentuali utilizzate sono state consigliate dal relatore e correlatori.

Tabella 8.19 - Valutazione dei costi di investimento per la centrale con turbina da 14,5 MW

Voci di costo	Percorso 1 [€]	Percorso 2 [€]	Percorso 3 [€]
Turbina	10'150'000	10'150'000	10'150'000
Scambiatore	242'000	349'000	410'000
Pompaggio	483'000	640'000	858'000
Accumulo	500'000	500'000	500'000
Caldaia integrativa	578'000	749'700	807'360
Allacciamento AT	1'000'000	1'000'000	1'000'000
BOP centrale	3'885'900	4'016'610	4'117'608
BOP progetto	505'167	522'159	535'289
TOTALE	17'344'067	17'927'469	18'378'257

Tabella 8.20 - Valutazione dei costi di investimento per la centrale con turbina da 10,2 MW

Voci di costo	Percorso 1 [€]	Percorso 2 [€]	Percorso 3 [€]
Turbina	7'140'000	7'140'000	7'140'000
Scambiatore	242'000	349'000	410'000
Pompaggio	483'000	640'000	858'000
Accumulo	500'000	500'000	500'000
Caldaia integrativa	578'000	749'700	807'360
Allacciamento AT	1'000'000	1'000'000	1'000'000
BOP centrale	2'982'900	3'113'610	3'214'608
BOP progetto	387'777	404'769	417'899
TOTALE	13'313'677	13'897'079	14'347'867

Il prezzo di vendita dell'energia elettrica è variabile nelle ore della giornata secondo le tre fasce mostrate nella tabella seguente.

Tabella 8.21 - Valorizzazione dell'energia elettrica per le diverse fasce orarie

Denominazione	Fascia oraria	Prezzo [€/kWh]
F1	8.00 – 19.00	0,1415
F2	7.00 – 8.00 19.00 – 23.00	0,11
F3	23.00 – 7.00	0,07

Solo in pochi casi considerati il valore dell'energia elettrica è stato fatto variare secondo tale andamento. Per i restanti scenari considerati l'amministrazione Silea S.p.A. ha avanzato l'esplicita richiesta che il valore fosse mantenuto invariato pari a 0,07 €/kWh per l'energia elettrica prodotta in tutta la giornata.

I ricavi derivanti dai certificati verdi sono imputabili solo al 60% dell'energia lorda prodotta a meno degli autoconsumi, stabiliti per legge pari al 17%, con un prezzo pari a 0,378 €/kWh, mentre il potenziale guadagno dai certificati bianchi non è stato conteggiato perché molto esiguo, pertanto ininfluenza ai fini del calcolo del ritorno economico dell'investimento. È in ogni caso una scelta conservativa.

L'energia termica venduta alle utenze è stata scontata del 20% rispetto al prezzo corrente di vendita del gas naturale per usi civili. In tal modo si fornisce un prezzo concorrenziale invogliando i cittadini ad effettuare l'allacciamento alla rete. Si suppone che l'investimento per i componenti dell'impianto sia a carico di Silea S.p.A. mentre quello per la rete TLR dalla società che ne sarà il gestore (con tutta probabilità Acel Service, attuale azienda fornitrice di gas naturale a Lecco e dintorni).

Il prezzo finale di vendita sarà quindi pari a 0,0833 €/kWh²⁷. Il ricavo derivato dal calore è inteso a capo dell'insieme delle società che gestiscono il termovalorizzatore (Silea) e hanno il possesso e la gestione della rete di teleriscaldamento (Acel Service o altra). In quest'ottica è stato calcolato anche il prezzo di vendita del kWh termico per le diverse società in modo tale che il ritorno dell'investimento risultasse il medesimo.

La centrale sfrutta il gas naturale per il funzionamento della caldaia integrativa che copre i picchi di richiesta termica. Tale fornitura è valorizzata ad un prezzo inferiore rispetto al costo del gas ad usi civili, pari a 0,0463 €/kWh. La motivazione risiede nei maggiori quantitativi richiesti da cui ne deriva la possibilità di scontare interamente il valore dell'IVA, equivalente al 20%, e ridurre ulteriormente il prezzo dalle accise, pari a 0,18 €/m³. Il valore finale sopra riportato potrebbe, inoltre, essere soggetto a ulteriore diminuzione in sede di contrattazione.

Con riferimento alla sezione di potenza dell'impianto si possono valutare i diversi costi di O&M proporzionali all'energia prodotta. Essi variano secondo la Tabella 8.22.

²⁷ Si è considerato un prezzo di riferimento del gas naturale di 0,9 €/Nm³, un rendimento medio di caldaia pari al 90% e un PCI di 9,6 kWh/m³.

Tabella 8.22 - Valutazione costi di O&M

Voce di costo O&M	Costo [€/kWh]
O&M en. el. senza cogenerazione	0,003
O&M en. el. con cogenerazione	0,005
O&M calore prodotto da caldaia aux.	0,003

In conclusione il flusso di cassa complessivo, secondo la dicitura riportata in Tabella 8.17, sarà dato da:

$$NCF = -A + B + C + D - E - F \quad (8.1)$$

Da questi si potrà ottenere il flusso di cassa attualizzato all'ennesimo anno (n), in funzione del costo capitale, stabilito pari al 6%.

$$NCF_{attualizzato} = \frac{NCF_n}{(1 + 6\%)^n} \quad (8.2)$$

Quando la somma dei NCF diventerà positiva si potrà pervenire all'anno in cui l'investimento sarà completamente ripagato, Pay Back Time (PBT), anno dal quale l'impianto inizierà a produrre guadagni per gli investitori, e al valore del TIR, Tasso Interno di Rendimento.

$$\sum_{n=0}^{30} NCF = \frac{NCF_n}{(1 + TIR)^n} + NCF_{n-1} \quad (8.3)$$

Il valore del TIR è ottenuto ponendo pari a zero la sommatoria dei NCF attualizzati all'ultimo anno di vita utile dell'impianto. Nel nostro caso è stata ipotizzata una vita utile di 30 anni.

Si è proceduto con il calcolo del caso di riferimento in modo da confrontare tutti gli scenari successivi con tale situazione. Si considera come riferimento che l'impianto incenerisca l'attuale tonnellaggio di rifiuti permesso per legge, pari a 87'000 t/anno, ma sia installata una nuova macchina di potenza nominale pari a 14,5 MW e non venga fatta cogenerazione (l'attuale situazione con una turbomacchina nuova).

Si è scelto tale scenario come riferimento, invece di uno con l'attuale turbina, in modo che i risultati economici non risultino influenzati dal miglioramento di rendimento derivante dalla scelta di una nuova turbina piuttosto che un'altra. Infatti, qualora si scelga una macchina dalle prestazioni diverse da quella qui presa in considerazione, queste si rifletteranno nel caso di riferimento come in tutti gli altri considerati, creando così un effetto di bilanciamento al momento del confronto.

La produzione elettrica nel caso in esame è la seguente.

Tabella 8.23 - Produzione annua del caso di riferimento

En. el. lorda prodotta [kWh/anno]	61'894'136
En. el. netta venduta [kWh/anno]	48'199'272
Calore venduto [kWh/anno]	-
Gas per caldaie [kWh/anno]	-

La valorizzazione dei CV è calcolata sull'energia lorda prodotta decurtata del 17% per via degli autoconsumi, percentuale stabilita dalla normativa. Volendo conoscere il beneficio economico che deriva solamente dall'installazione di una nuova macchina, viene eseguito il differenziale di tale caso con quello attuale di funzionamento dell'impianto che vede la seguente produzione annua.

Tabella 8.24 - Produzione annua caso attuale, turbina da 10,5 MW con 87'000 tonnellate di rifiuti

En. el. lorda prodotta [kWh/anno]	47'011'000
En. el. netta venduta [kWh/anno]	35'853'000
Calore venduto [kWh/anno]	-
Gas per caldaie [kWh/anno]	-

A questo punto eseguendo la differenza per ogni voce si ricava il surplus di energia prodotta che sarà valorizzata secondo i valori espressi in Tabella 8.21. Le varie voci di bilancio assumono i valori esposti nella Tabella 8.25.

Tabella 8.25 - Bilancio caso di riferimento turbina 14,5 MW con 87'000 tonnellate di rifiuti

Investimento [€]	-14'929'850
Vendita En. el. [€]	741'949,06
Ricavi da CV [€]	4'672'886,1
Costi O&M [€]	-31'797,82
NCF [€]	5'383'037,3
PBT [anni]	4
TIR [%]	33
VAN [€]	23'862'921

I casi futuri che verranno esposti saranno tutti considerati differenziali rispetto alla situazione di riferimento sopra valutata. Pertanto la Tabella 8.23 permane invariata mentre ciò che subirà variazioni saranno i diversi scenari considerati.

8.3.1 Caso cogenerativo senza accumulo con turbina da 10,2 MW e rifiuti bruciati pari a 123'000 t/anno

Si esamina ora l'unico scenario in cui sarà considerata la nuova macchina di taglia inferiore. L'analisi viene condotta eseguendo il conteggio della produzione elettrica e termica per ciascun percorso.

Da questo momento in poi verrà considerata un'affidabilità dell'impianto, che tenga conto di fermate programmate o impreviste, pari al 95%. Pertanto il calore prodotto dalla caldaia integrativa risulta maggiore rispetto al caso di affidabilità unitaria.

Tabella 8.26 - Produzione di energia per le diverse tipologie di percorso

Produzione [kWh/anno]	Percorso1	Percorso2	Percorso3
En. el. lorda prodotta	62'680'010,55	59'836'530,06	58'837'225,36
En. el. netta venduta	59'569'413,56	56'338'208,48	55'003'245,22
Calore venduto	73'919'693,94	101'635'819,61	120'723'415,31
Calore da caldaia aux	4'369'747,12	14'006'290,61	27'819'168,31

Dai risultati ottenuti nella tabella precedente verrà eseguita la differenza con il caso di riferimento, in modo che le voci di costo siano differenziali. In tal modo si può evidenziare il guadagno che deriva dal passaggio dalla vecchia macchina

ad una di nuova generazione, gli effetti della cogenerazione e dell'incenerimento di un quantitativo maggiore di rifiuti. Si riportano i valori economici per ogni percorso esaminato.

Tabella 8.27 - Voci di costo per il calcolo dei parametri economici

Voci di costo	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
Investimento [€]	-25'158'049,76	-31'707'762,4	-34'742'392,9
Vendita en. el. [€]	795'909,9	569'725,5	476'278,1
Ricavi da CV [€]	4'274'378	3'199'539	2'821'805
Ricavi da calore [€]	6'157'511	8'466'264	10'056'260
Esborsi da calore [€]	-202'303,1	-648'439,4	-1'287'924
Costi O&M [€]	-166'358,4	-179'112,7	-213'875,5
NCF [€]	10'859'137	11'407'976	11'852'543
PBT [anni]	3	4	4
TIR [%]	42	35	33
VAN [€]	92'023'048,6	101'148'472,8	107'087'021,4

Il Percorso 1 risulta quello con esborsi da calore minore, motivazione dovuta al limitato numero di utenze allacciate. In tal caso, infatti, la produzione del termovalorizzatore è in grado di coprire quasi autonomamente l'intera richiesta termica.

Il valore del PBT non varia sensibilmente da un caso all'altro, ma rimane costante intorno ai 4 anni.

Si può notare, invece, che i ricavi dalla vendita di energia elettrica e dai CV subiscono una diminuzione dal Percorso 1 al 3, a causa della maggior richiesta termica delle utenze allacciate. Tale peggioramento è però controbilanciato dall'aumento dei guadagni del calore venduto a seguito del proporzionale aumento del numero di strutture richiedenti il servizio.

8.3.2 Caso cogenerativo senza accumulo con turbina da 14,5 MW e rifiuti bruciati pari a 123'000 t/anno

Il caso che verrà presentato ora non si rivela dissimile al precedente. Il tonnellaggio di rifiuti bruciati permane invariato, ma si osserverà una

produzione energetica e termica diversa, in quanto il piano di gestione di rifiuti nella giornata non è costante²⁸.

Tabella 8.28 - Produzione energetica della turbina avente potenza nominale 14,5 MW

Produzione [kWh/anno]	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
En. el. lorda prodotta	65'860'823,4	63'064'805,2	61'657'098,76
En. el. netta venduta	62'973'027,95	59'792'612,5	58'020'697,9
Calore venduto	73'919'693,9	101'635'819,87	120'723'415,2
Calore da caldaia aux	10'022'960,6	20'081'209,7	29'808'375,9

L'unica voce di costo che subisce variazioni è l'esborso dell'investimento, perché cresce sensibilmente il costo d'acquisto della nuova turbina.

Tabella 8.29 - Bilancio economico caso turbina con potenza nominale 14,5 MW

Voci di costo	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
Investimento [€]	-29'188'439,6	-35'738'152,4	-38'772'782,9
Vendita en. el. [€]	1'034'162,9	811'533,81	687'499,79
Ricavi da CV [€]	5'476'725,2	4'419'830,3	3'887'717,2
Ricavi da calore [€]	6'157'510,5	8'466'263,8	10'056'260
Esborsi da calore [€]	-464'025,9	-929'685,6	-1'380'017,4
O&M [€]	-200'336,2	-214'608,4	-234'930,34
NCF [€]	12'004'036	12'553'333	13'016'529,3
PBT [anni]	3	4	4
TIR [%]	40	34	33
VAN [€]	94'668'231,5	103'664'379	111'025'696,7

Aumentando la taglia della turbina crescono i ricavi per la vendita di energia elettrica e dei certificati verdi. I costi O&M sono proporzionali alla potenza nominale quindi si osserva un incremento rispetto al precedente scenario. Il valore del TIR decresce a seguito dell'aumento dell'investimento iniziale. Il

²⁸ Ci si riferisca al capitolo 6 per il piano di gestione di rifiuti relativo

valore del PBT rimane simile al precedente caso, mentre il VAN aumenta in modo sensibile per il caso del Percorso 3.

8.3.3 Caso cogenerativo con accumulo con turbina da 14,5 MW e rifiuti bruciati pari a 123'000 t/anno

Si esamina ora il caso precedente ma con l'aggiunta di un sistema di accumulo di 1'000 m³. L'investimento iniziale vede perciò un incremento del costo di questo componente, pari a 500'000 €. Il Percorso 1 non necessiterebbe dell'utilizzo di caldaia integrativa nel caso di affidabilità dell'impianto unitaria, ma con le ipotesi precedentemente fatte la situazione è rappresentata nella tabelle seguenti.

Tabella 8.30 - Produzione energetica per i diversi percorsi con accumulo

Produzione [kWh/anno]	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
En. el. lorda prodotta	65'182'971,63	62'028'343,1	61'142'263,05
En. el. netta venduta	62'293'361,86	58'611'802,13	57'435'325,35
Calore venduto	73'920'529,8	101'634'089,3	120'726'890,05
Calore da caldaia aux	4'266'726	10'693'636,66	25'122'462,2

Tabella 8.31 – Bilancio economico caso turbina 14,5 MW con accumulo

Voci di costo	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
Investimento [€]	-29'857'939,6	-36'407'652,4	-39'442'282
Vendita en. el. [€]	986'586,27	728'877,1	646'523,7
Ricavi da CV [€]	5'220'497,2	4'028'047,6	3'693'109,35
Ricavi da calore [€]	6'157'580,14	8'466'119,6	10'056'549,9
Esborsi da calore [€]	-197'533,6	-495'075,8	-1'163'076,9
O&M [€]	-179'669	-180'542,9	-217'946,2
NCF [€]	11'987'460,8	12'547'426,5	13'015'159,8
PBT [anni]	3	4	4
TIR [%]	39	33	32
VAN [€]	95'706'382,8	105'873'504,3	111'807'615,8

8.3.4 Confronto economico tra i vari scenari e analisi di sensitività del caso migliore

Per ogni percorso è stata rappresentata in un grafico la sommatoria dei flussi di cassa in funzione dell'investimento sostenuto, per meglio valutarne il rientro nel corso del tempo.

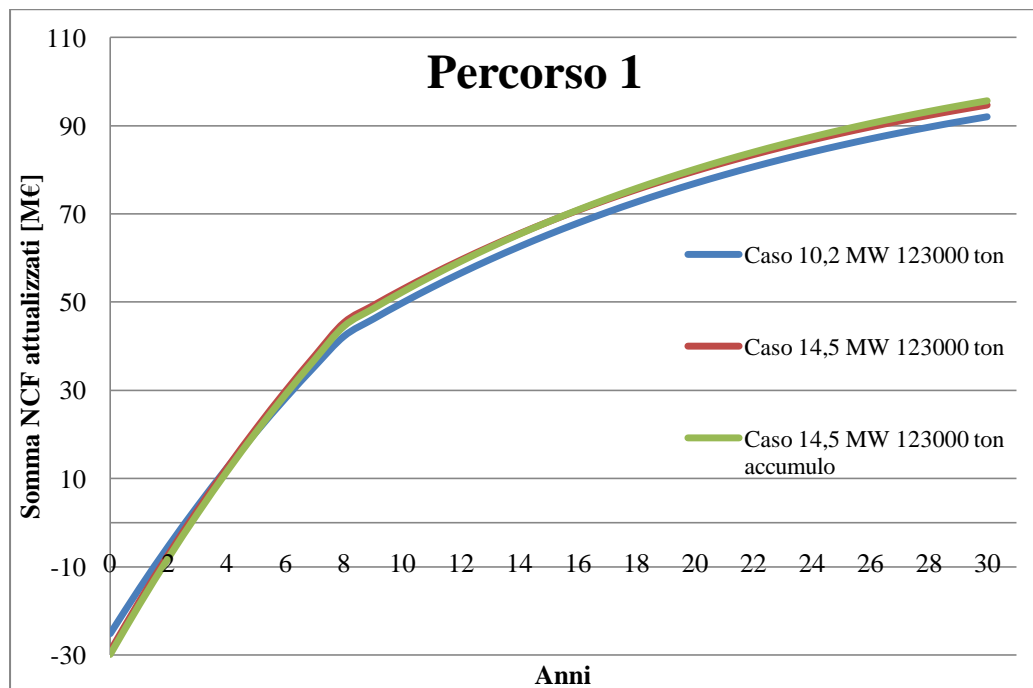


Figura 8.2 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati relativi al Percorso 1

Si può notare che per il Percorso 1 è il terzo caso esaminato, turbina 14,5 MW con accumulo, ad avere il VAN più alto, anche se il PBT risulta uguale nei tre casi.

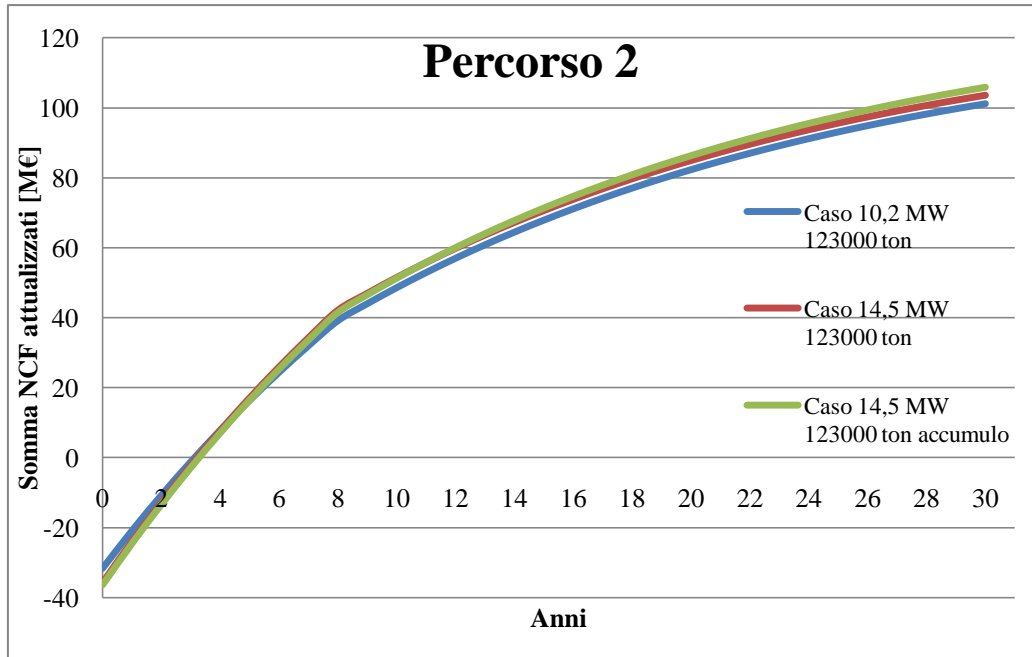


Figura 8.3 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati relativi al Percorso 2

Si osserva che anche per il Percorso 2 il VAN più elevato risulta quello dello scenario con accumulo. Si nota che il valore del PBT, rispetto al Percorso 1, si sposta leggermente verso tempi più alti, perché all'aumentare del numero di utenze allacciate cresce l'investimento iniziale, che vorrà un tempo maggiore di ripagamento.

Anche l'andamento della sommatoria dei flussi di cassa relativo al Percorso 3 conferma che il caso con accumulo è sicuramente quello economicamente più favorevole. Il PBT si è spostato ulteriormente verso un valore di tempo maggiore, dato che l'investimento iniziale è più alto.

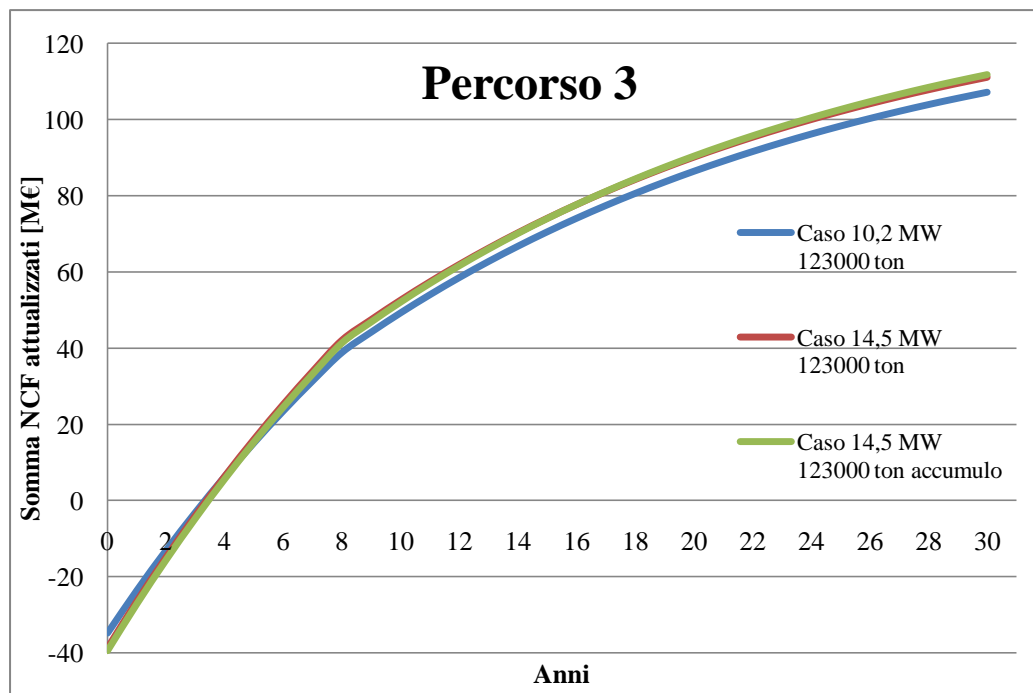


Figura 8.4 – Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati relativi al Percorso 3

Alla luce di tali conclusioni si procederà con l'analisi di sensitività per il caso con turbina da 14,5 MW con la presenza di accumulo, mostrando come esso si comporti alla variazione di alcuni parametri, ritenuti finora costanti.

Da ora alla fine verrà considerato solo questo scenario, dati gli evidenti benefici economici rispetto agli altri casi, per tutte le ipotesi di percorso.

Il caso di riferimento permarrà invariato quale riportato in Tabella 8.23.

Si procede ora a valutare come variano i flussi di cassa introducendo la valorizzazione a fasce dell'energia elettrica secondo quanto riportato in Tabella 8.21.

In tal caso è stata calcolata la quantità di energia elettrica venduta per ogni fascia e moltiplicata per il prezzo relativo di vendita. Anche per il caso di riferimento è stato adottato il medesimo criterio al fine di rendere coerente il confronto.

La produzione elettrica per ogni fascia è visualizzata nella tabella seguente.

Tabella 8.32 - Produzione elettrica giornaliera nel caso di riferimento suddivisa per fasce

Fascia	[kWh/anno]
F1	29'176'342,9
F2	9'475'284,87
F3	9'547'644,68

Tabella 8.33 - Produzione elettrica giornaliera nel caso turbina 14,5 MW con acc. suddivisa per fasce

Fascia	Percorso 1 [kWh/anno]	Percorso 2 [kWh/anno]	Percorso 3 [kWh/anno]
F1	40'869'460,64	38'100'851	37'425'114,6
F2	11'769'351,9	11'119'824,6	10'790'683,6
F3	9'654'549,3	9'391'126,1	9'219'527,1

Il conteggio economico viene sempre eseguito sul differenziale tra le due produzioni. Si può osservare l'andamento della sommatoria dei flussi di cassa nella figura seguente.

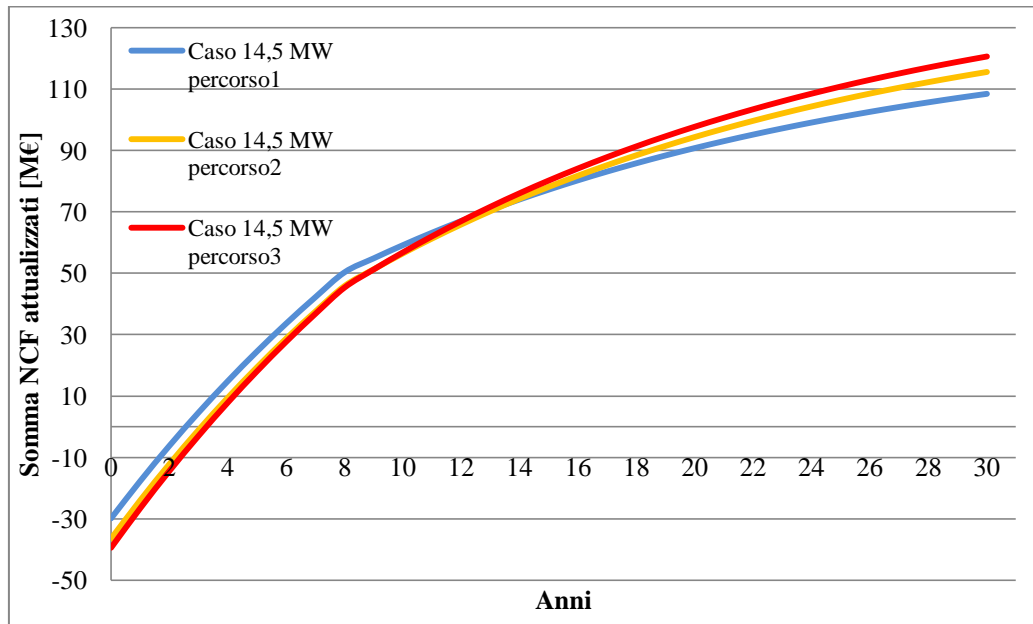


Figura 8.5 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati nel caso di en. el. valorizzata a fasce

Per completezza si riportano i valori, differenziati per ogni percorso, degli esborsi della centrale.

Tabella 8.34 – Voci di costo e ricavi del caso di valorizzazione di en. el. a fasce

Voci di costo	Percorso 1	Percorso 2	Percorso 3
Investimento [€]	-29'857'939,6	-36'407'652,4	-39'442'283
Vendita en.el. [€]	1'914'406,9	1'432'761,04	1'288'926,8
Ricavi da CV [€]	5'220'497,2	4'028'047,6	3'693'109,4
Ricavi da calore [€]	6'157'580,14	8'466'119,64	10'056'549,9
Esborsi da calore [€]	-197'533,6	-495'075,8	-1'163'076,9
Costi O&M [€]	-179'669,9	-180'542,96	-217'946,22
NCF [€]	12'915'281,4	13'251'310,4	13'657'562,9
PBT [anni]	3	4	4
TIR [%]	42	35	34
VAN [€]	108'477'676,8	115'562'348	120'650'186,4

Dalla tabella emerge che il VAN del Percorso 3 è nettamente superiore a quello del Percorso 2, mentre presentano stesso PBT e TIR. Il VAN dei tre percorsi, rispetto alla situazione precedente, risulta nettamente più elevato dato che l'energia elettrica è valorizzata in modo maggiore.

Inoltre, se si considerasse una vita utile dell'investimento maggiore (da noi ritenuta 30 anni in via conservativa), risulterebbe in maniera ancora più marcata il Percorso 3 la scelta economicamente migliore.

Rimanendo nel contesto a fasce si procede ora alla variazione del costo capitale (parametro "i"), in primo luogo aumentandolo fino al 7,5% e poi riducendolo al 4,5% (variazione rispettivamente del +15% e del -15% sull'ipotesi iniziale). Tale parametro influisce sul calcolo dei flussi di cassa attualizzati, pertanto, maggiore sarà il suo valore più alto diventa il tempo di ripagamento dell'investimento. Questo però non porta ad una variazione sostanziale del PBT, che resta in ogni caso inferiore ai 4 anni.

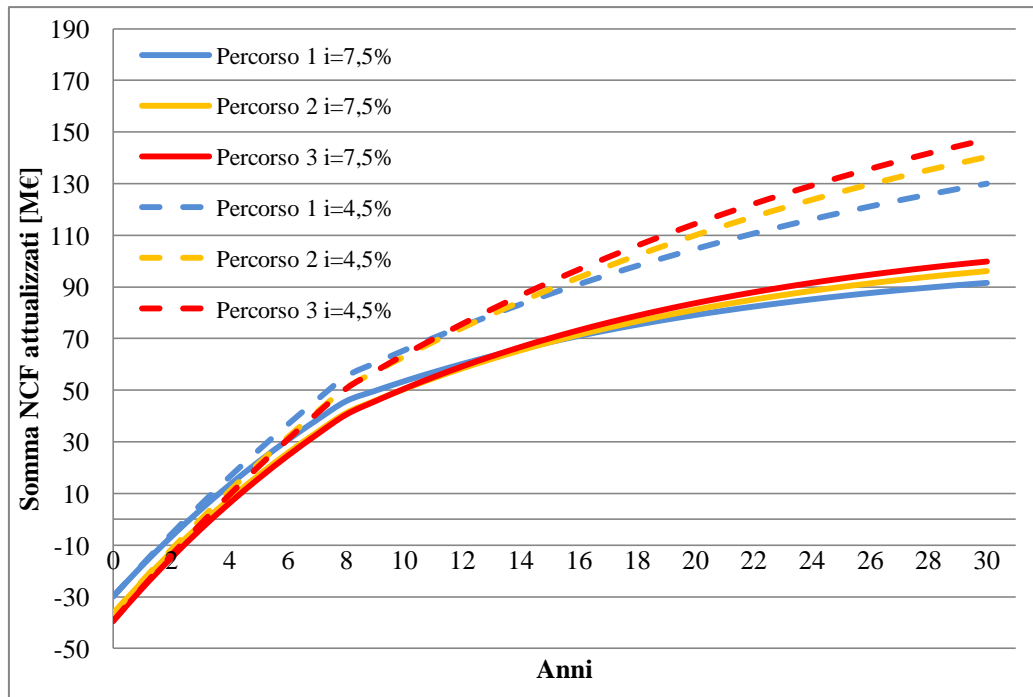


Figura 8.6 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati con costo capitale variabile e en.el. valorizzata a fasce

Dal grafico si nota che il Percorsi 3 risulta il più favorito rispetto ai restanti. Si osserva, invece, che per il caso in cui il costo di capitale aumenta, i tre scenari si avvicinano molto tra loro, permanendo comunque lo scenario 3 quello dominante. Il valore del PBT rimane compreso tra 2 e 4 anni di vita utile.

Si abbandona ora il caso a fasce per riprende in esame quello a valorizzazione elettrica costante per l'intera giornata e si valutano gli andamenti dei flussi di cassa al variare del costo di capitale, similmente a quanto fatto precedentemente. La situazione è del tutto analoga alla precedente, con la sola differenza che i VAN per tutte le ipotesi di percorso si abbassano, in quanto l'energia elettrica è valorizzata ad un prezzo più basso.

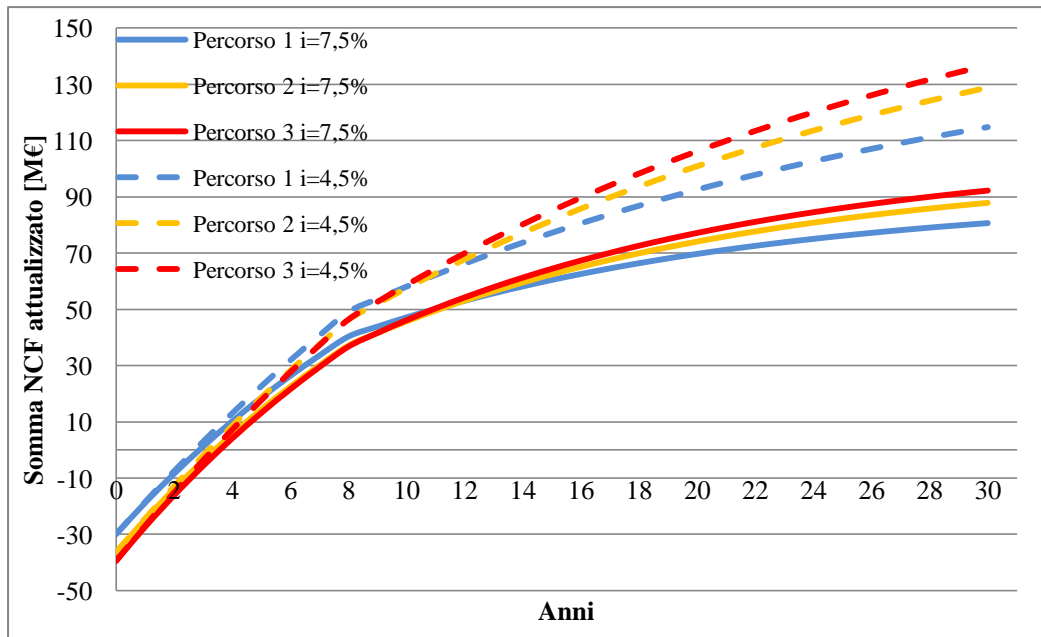


Figura 8.7 – Sommatoria dei flussi di cassa attualizzati a costo di capitale variabile, en. el. costante

Di seguito sono riportati gli andamenti della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati al variare dell'investimento, maggiorandolo e riducendolo del 15%, tenendo la valorizzazione dell'energia elettrica costante durante la giornata.

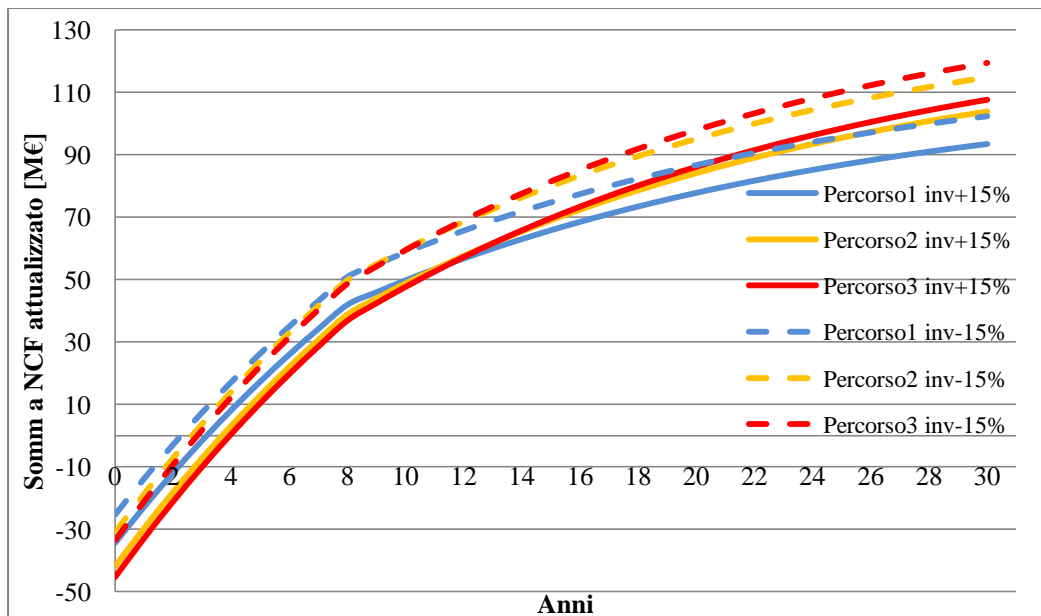


Figura 8.8 – Sommatoria dei flussi di cassa attualizzati a costo di investimento variabile

Come ultimo caso si è esaminato l'andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati al variare del prezzo di vendita del calore cogenerato. Il prezzo utilizzato precedentemente è stato pari a 0,0833 €/kWh: a questo si applicherà una maggiorazione (nel grafico indicato con "calore +") ed un ulteriore sconto, per gli utenti, del 10% (nel grafico indicato con "calore -"). I rispettivi valori di vendita del calore saranno 0,0937€/kWh e 0,0729€/kWh.

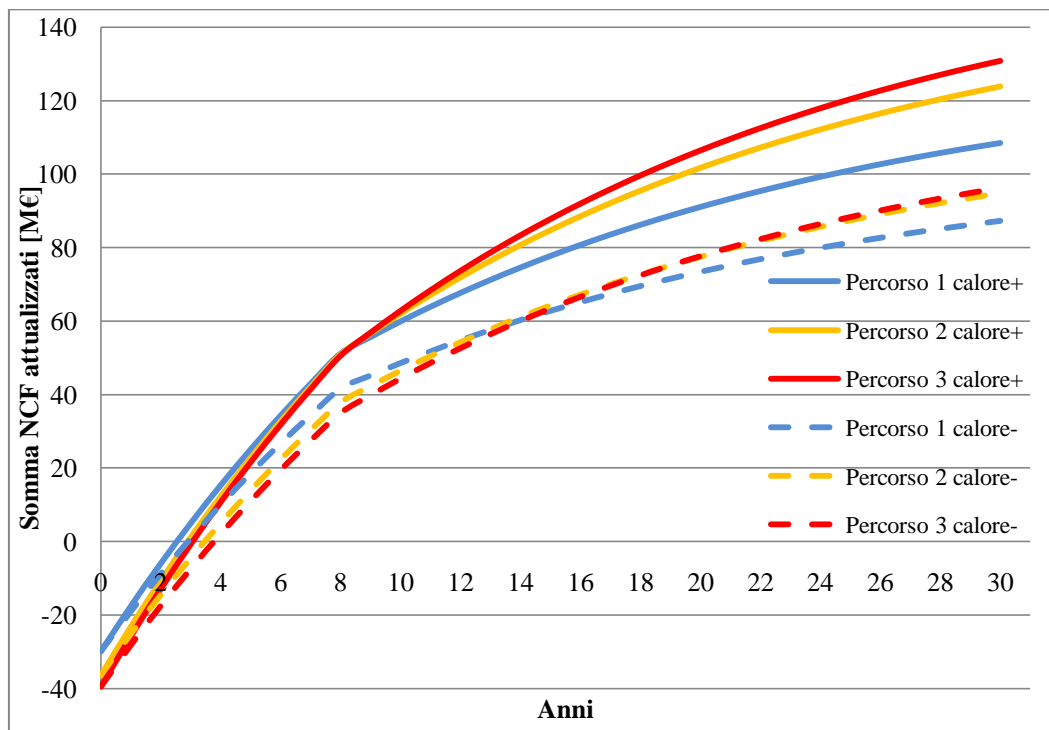


Figura 8.9 – Sommatoria dei flussi di cassa attualizzati con costo del calore variabile

Si evince che il Percorso 3 è il più remunerativo, dato il maggior numero di utenze servite, nel caso il prezzo di vendita del calore aumenti: tende però a perdere il suo vantaggio qualora la valorizzazione del calore venduto sia troppo bassa. Qualora la scelta del percorso ricada su questo caso, occorrerà prestare molta attenzione alla variazione di tale parametro, non concedendo un prezzo del calore agli utenti eccessivamente basso, se non per periodi di tempo limitati.

Allo scopo di avere un confronto complessivo tra i vari casi esaminati si riportano in Figura 8.10 gli andamenti inerenti al Percorso 3.

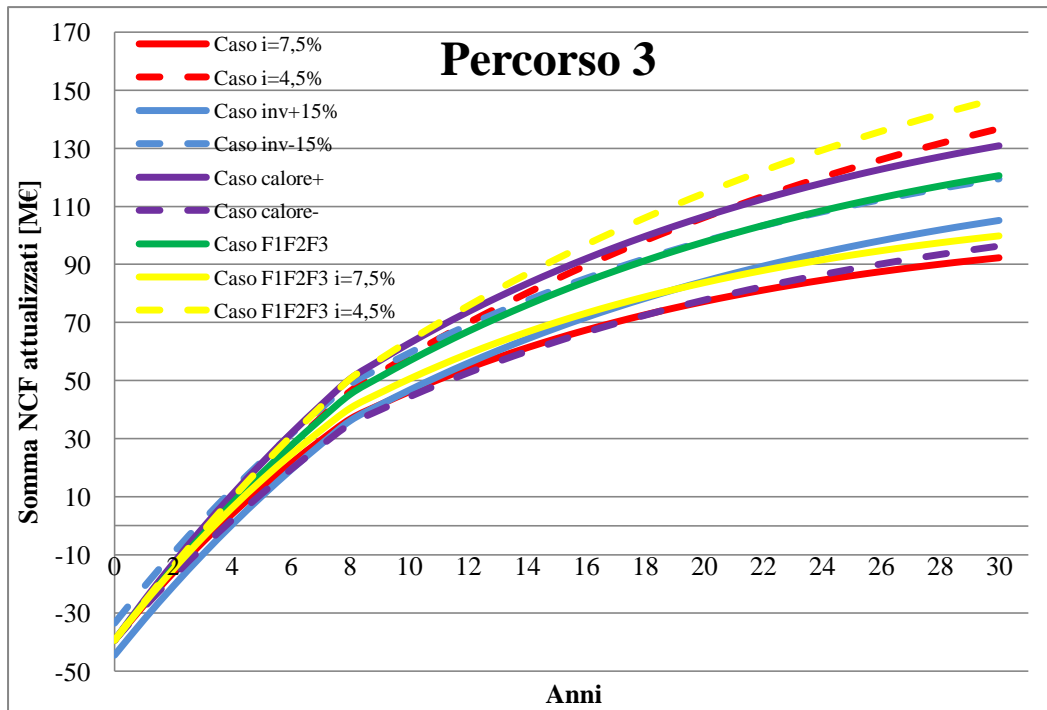


Figura 8.10 – Riassunto della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati per il Percorso 3, per i vari scenari ipotizzati

La panoramica degli andamenti mostra che, in ogni caso, il PBT non supera i 4 anni e, nel caso peggiore, si otterrebbe un VAN comunque superiore ai 90M€.

Per gli altri due percorsi la situazione risulta analoga.

Si può quindi affermare che l'investimento risulterebbe una scelta conveniente anche nel caso in cui alcune delle ipotesi economiche alla base subiscano delle variazioni nel corso degli anni: questo rappresenta una certa sicurezza per gli investitori.

Per i tre percorsi, sempre nello scenario con turbina di taglia 14,5 MW in presenza di accumulo, è stato calcolato il valore del parametro IRE (trattazione affrontata nella sezione 3.2), al fine di valutare un effettivo risparmio di energia primaria. I valori sono:

- Percorso 1 IRE= -0,7%
- Percorso 2 IRE=+4,4%
- Percorso 3 IRE=+5,5%

All'inizio del capitolo era stato specificato che il prezzo del calore venduto fosse quello a capo di tutte le società di gestione e produzione dell'energia. Nel caso specifico, secondo gli accordi presi dagli enti commerciali di Lecco, è stato stabilito che tutti i lavori inerenti alla modifica dell'impianto fossero da attribuirsi alla centrale Silea, mentre gli oneri per la realizzazione della rete alla società di Acel Service (o, in alternativa, a chi sarà il proprietario della rete). Pertanto il prezzo di vendita del calore dovrà essere ripartito tra i due enti. Per stabilire gli introiti spettanti a ciascuno, si è agito affinché il PBT di entrambi gli investimenti risulti il medesimo, tenendo fisso il prezzo finale per l'utente, pari a 0,0833€/kWh.

Per ogni diverso percorso si ricava un diverso valore di PBT e di costo del calore venduto. A titolo di esempio, verranno mostrati gli andamenti economici solamente del Percorso 3, mentre successivamente i valori di ciascun tracciato in opportune tabelle.

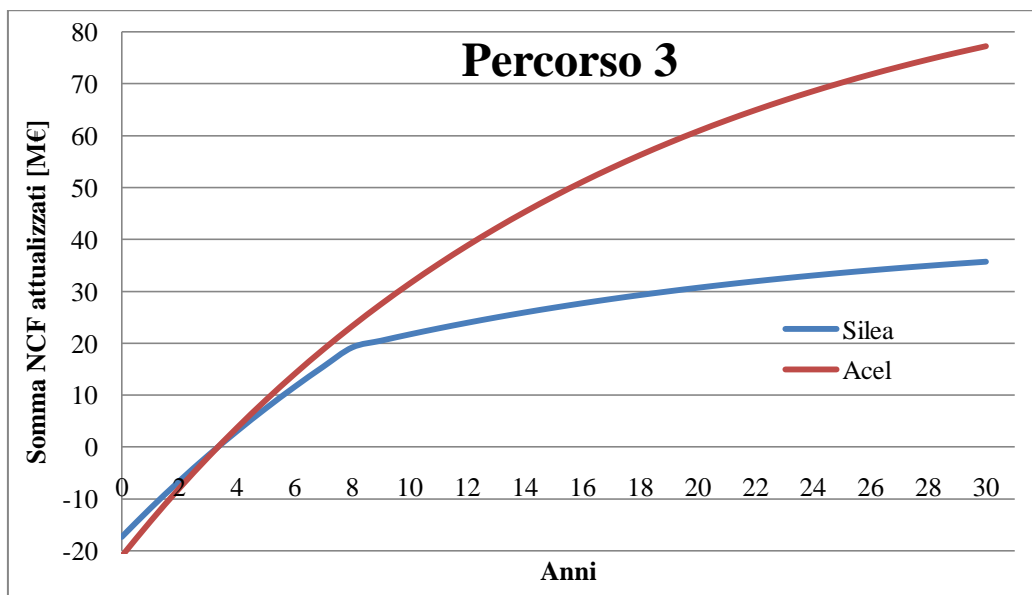


Figura 8.11 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa per Silea e Acel per il Percorso 3

Il punto in cui le due curve si intersecano rappresenta l'eguale valore di PBT. Si può notare come dall'ottavo anno in poi i ricavi di Silea S.p.A. subiscano una notevole flessione, a causa dell'assenza degli introiti spettanti ai CV: questa situazione precedentemente era meno visibile, in quanto l'effetto per il ricavo da calore era preponderante.

Tabella 8.35 - Valori dei parametri economici di Acel e Silea per il Percorso 1

	Silea	Acel
PBT [anni]	2,88	2,88
Vendita calore [€/kWh]	0,0153	0,06797
TIR [%]	38	40
VAN [€]	39'071'413	56'637'202,7
NCF medio [€]	6'032'638,6	4'351'815,8

Con la dicitura flusso di cassa medio si fa riferimento al valor medio dei flussi di cassa attualizzati dei primi quattro anni, in modo da avere un criterio di confronto che risulti coerente.

Tabella 8.36 - Valori dei parametri economici di Acel e Silea per il Percorso 2

	Silea	Acel
PBT [anni]	3,30	3,30
Vendita calore [€/kWh]	0,0196	0,06368
TIR [%]	33	35
VAN [€]	35'849'508,7	70'610'696,8
NCF medio [€]	5'262'898,3	5'606'641,2

Tabella 8.37 - Valori dei parametri economici di Acel e Silea per il Percorso 3

	Silea	Acel
PBT [anni]	3,41	3,41
Vendita calore [€/kWh]	0,0242	0,05912
TIR [%]	32	34
VAN [€]	35'662'284,6	77'183'281,5
NCF medio [€]	5'091'862,8	6'182'863

8.4 Valutazione ambientale dell'investimento

In questa sezione saranno valutati i benefici ambientali dovuti alla conversione in assetto cogenerativo dell'impianto. Tra le varie configurazioni analizzate, si è deciso di approfondire quella che possedesse un VAN più alto, cioè il caso dell'adozione della turbina da 14,5 MW con presenza dell'accumulo, con tutta probabilità la scelta finale per cui l'amministrazione di Silea S.p.A. propenderà.

Ancora una volta si è eseguito il confronto per le tre ipotesi di percorso, non sentendoci a priori di escludere nessuna di queste possibilità, anche se dall'analisi economica la scelta del Percorso 3 si è rivelata vincente in ogni confronto.

Si è deciso inoltre di studiare la variazione delle emissioni sia in termini locali che in quelli globali: il primo scenario terrà conto solamente della qualità dell'aria a Lecco e nei territori limitrofi, la seconda invece sarà una valutazione basata sulla variazione qualitativa dell'aria in ambito nazionale.

La prima analisi è stata condotta al fine di mostrare la situazione alla popolazione locale, con lo scopo di illustrare come cambierebbe lo scenario che la interessa da vicino, con il trattamento di un quantitativo maggiore di rifiuti.

Sono stati considerati tre casi di riferimento, uno per il effettuare il confronto con la variazione di emissioni locali e due per quelle globali. Si ricorda, infine, che si sono valutate le emissioni inquinanti più importanti: CO₂, CO, SO_x, NO_x, CH₄.

8.4.1 Valutazione della variazione delle emissioni locali

In questo scenario si è valutata la variazione delle emissioni nel territorio di Lecco, considerando che l'attività dell'impianto di termovalorizzazione sarà caratterizzata da un consumo di rifiuto annuo pari a 123'000 tonnellate e la conversione di quest'ultimo sarà utilizzata in parte per la generazione di energia elettrica e in altra parte per il soddisfacimento di richiesta termica delle utenze. Si considera che l'energia termica non fornita dall'impianto attraverso la termoconversione dei rifiuti, per le utenze allacciate di volta in volta al percorso in analisi, sia a carico di una caldaia integrativa di classe 5 (BAT, caldaia a condensazione) installata in centrale operante a gas naturale. Le utenze non allacciate di volta in volta, che vanno comunque considerate per completare la richiesta termica locale dello scenario di riferimento, sono invece servite da caldaie di tipo domestico decentralizzate, caratterizzate da emissioni espresse in Tabella 8.38.

Per quanto riguarda il caso di riferimento con cui si confrontano le emissioni dei vari scenari considerati, questo sarà caratterizzato dall'attuale funzionamento della centrale, operante con circa 87'000 tonnellate di rifiuto annuo che vengono

convertite solo in energia elettrica (limite attualmente concesso), mentre si considera che l'energia termica alle utenze del Percorso 3, preso come riferimento per la fornitura di calore, sia generata presso le medesime utenze da caldaie domestiche che emettono inquinanti in linea con la media nazionale. Per il calcolo di queste emissioni si è considerato che il 70% delle caldaie sia alimentato a gas naturale e il rimanente 30% a gasolio [23].

Tabella 8.38 – Emissioni considerate per una caldaia di tipo domestico e una di classe 5

Inquinante	Caldaia domestiche [g/kWh]	Caldaia classe 5 [g/kWh]
NO _x	0,230	0,07
CO	0,050	0,01
SO _x	0,140	0
CO ₂	288	222

Dalla documentazione fornita dal personale tecnico di Silea si è ricavata la seguente tabella, contenente le emissioni inquinanti attribuibili all'impianto nel corso dell'anno 2009.

Tabella 8.39 - Emissioni di CO, SO_x e NO_x per l'impianto durante il 2009

Inquinante	Linea 3 [kg/anno]	Linea 1 [kg/anno]	Linee 1+3 [kg/anno]
CO	1'319,24	1'355,31	2'674,56
SO _x	1'116,28	144,56	1'260,85
NO _x	50'097,60	24'540,14	74'637,75

Non si ha avuto a disposizione direttamente il valore della CO₂ prodotta durante il 2009: per questo tipo di emissione, non inquinante ma considerata "climalterante", si fa riferimento ad un dato di emissione specifica riferito sempre all'anno 2009, che parla di 2'312 gCO₂/kWh_{el,netto}.

Considerando una produzione elettrica annua netta di 35,85 GWh, si calcola un valore stimato di 82'879 tonnellate di CO₂ emessa nell'anno.

Per quanto riguarda le emissioni di NO_x, dal Maggio 2010 è attivo il sistema DeNO_x, quindi le emissioni effettive da conteggiare sono inferiori: dai rilevamenti effettuati si annovera una riduzione di circa il 32% rispetto alla situazione in assenza di reattore DeNO_x. Le emissioni annue considerate sono perciò pari a 50'972 kg di NO_x invece che 74'638 kg.

Le emissioni totali del caso di riferimento per l'analisi della situazione locale sono quindi riassunte di seguito.

Tabella 8.40 - Emissioni per il caso di riferimento dell'analisi locale

Emissioni	kg/anno			t/anno
	NO _x	CO	SO _x	CO ₂
Tipologia				
Emissione centrale	50'972,1	2'674,6	1'260,9	82'879,86
Emissioni caldaie per utenze Percorso 3	27'766,29	6'036,15	16'901,22	34'768,22
TOTALE	78'738,4	8'710,7	18'162,1	117'648,1

Questo caso di riferimento verrà confrontato con le seguenti variazioni in ambito locale:

- A. Emissioni della centrale con 123'000 tonnellate di rifiuti, utenze del Percorso 1 allacciate e differenza di richiesta termica con il caso di riferimento (Percorso 3) alimentate da caldaie domestiche (Caso A).
- B. Emissioni della centrale con 123'000 tonnellate di rifiuti, utenze del Percorso 2 allacciate e differenza di richiesta termica con il caso di riferimento (Percorso 3) alimentate da caldaie domestiche (Caso B).
- C. Emissioni della centrale con 123'000 tonnellate di rifiuti, utenze del percorso 3 allacciate: in questo caso la richiesta termica è uguale a quella di riferimento, quindi non si ha uso di caldaie domestiche (Caso C).

L'analisi è stata condotta su base annuale e i risultati sono riassunti nella tabella seguente.

Tabella 8.41 - Emissioni locali totali per i vari casi

	Emissioni locali totali			
	NO _x [kg/anno]	CO [kg/anno]	SO _x [kg/anno]	CO ₂ [t/anno]
Riferimento	78'738	8'711	18'162	117'648
Caso A	83'127	6'164	8'335	131'601
Caso B	77'202	4'842	4'455	125'046
Caso C	73'822	4'032	1'783	122'752

Se si effettua il confronto di ogni caso con quello di riferimento, si può osservare la situazione mostrata in figura.

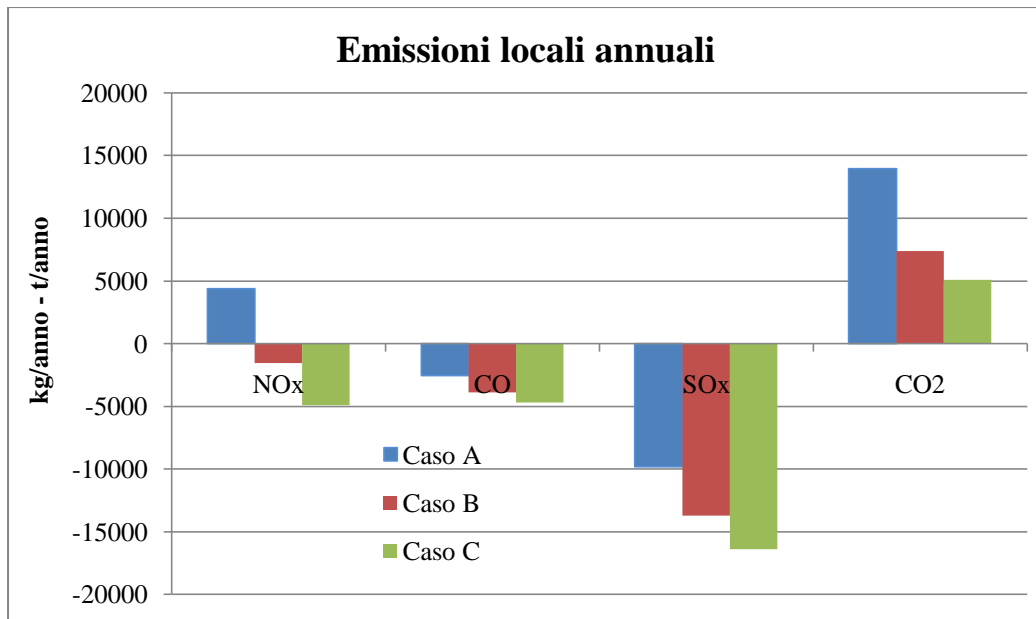


Figura 8.12 - Confronto tra le emissioni locali dei singoli casi con quello di riferimento

Le emissioni di CO, NO_x, SO_x sono espresse in kg/anno, mentre per una questione grafica la CO₂ è espressa in tonnellate all'anno.

Come si può osservare, la situazione migliore è rappresentata dal Percorso 3 (caso C), in quanto si ha un risparmio di emissione per ogni inquinante, ad eccezione della CO₂, che però è il composto meno preoccupante ai fini locali.

La situazione peggiora leggermente per il caso B mentre più sensibilmente per il caso A, che in termini ambientali rappresenta la situazione meno conveniente: per quest'ultima situazione si avrebbe anche un incremento di emissione di NO_x.

8.4.2 Valutazione della variazione delle emissioni globali

Per quanto concerne la variazione delle emissioni globali, la situazione è analoga alla precedente, con alcune considerazioni aggiuntive: innanzitutto occorre conteggiare ora anche la quota per mancata produzione di energia elettrica annua tra il massimo producibile dei tre casi (caso A, dato che si serve una richiesta termica minore, a parità di rifiuto introdotto, si ha una produzione elettrica più elevata) e ciascuno di essi, produzione che sarà a carico del parco

termoelettrico nazionale, le cui emissioni sono riportate di seguito, tratte da [23] e [24].

Tabella 8.42 – Emissioni del parco termoelettrico medio italiano (aggiornato al 2008)

Inquinante	Parco medio italiano [g/kWh]
CO	0,6
SO _x	0,1
NO _x	1
CO ₂	500

Secondariamente si considerano, a differenza del caso precedente, le emissioni di CH₄ che si risparmiano incenerendo il rifiuto, piuttosto che confinandolo in discarica. Tale valore è di circa 4 grammi di metano prodotto ogni kg/anno di rifiuto portato in discarica [24].

Infine, si è deciso di stabilire due casi di riferimento: uno corrispondente al precedente (considerando però ora le emissioni del parco termoelettrico italiano che copre il delta di energia elettrico prodotto tra il caso A, di massima produzione elettrica tra quelli studiati, e quello di riferimento) ed un secondo in cui, a differenza del primo, l'energia termica alle utenze del Percorso 3 venga fornita in loco non da caldaie contraddistinte da emissioni medie del panorama italiano, ma da caldaie di classe 5, le cui emissioni specifiche sono espone in Tabella 8.38.

La ragione di questo risiede nel valutare le emissioni anche a lungo termine, in uno scenario di miglioramento collettivo dei sistemi autonomi di generazione di energia termica, ipotizzando che tutti gli utenti allacciabili possano dotarsi delle caldaie tecnologicamente migliori.

Per quanto concerne le emissioni globali, i risultati sono mostrati in Tabella 8.43.

Tabella 8.43 - Emissioni globali per i vari casi

	Emissioni globali totali				
	NO _x [kg/anno]	CO [kg/anno]	SO _x [kg/anno]	CO ₂ [t/anno]	CH ₄ [kg/anno]
Riferimento conservativo	67'879	5'291	15'355	116'727	-348'000
Riferimento attuale	94'604	11'355	44'605	130'869	-348'000
Caso A	83'127	6'164	8'335	131'602	-492'000
Caso B	79'411	5'210	8'136	126'887	-492'000
Caso C	76'737	4'518	6'641	125'181	-492'000

Se si confrontano i casi A, B, C con il riferimento attuale, la situazione è quella illustrata di seguito.

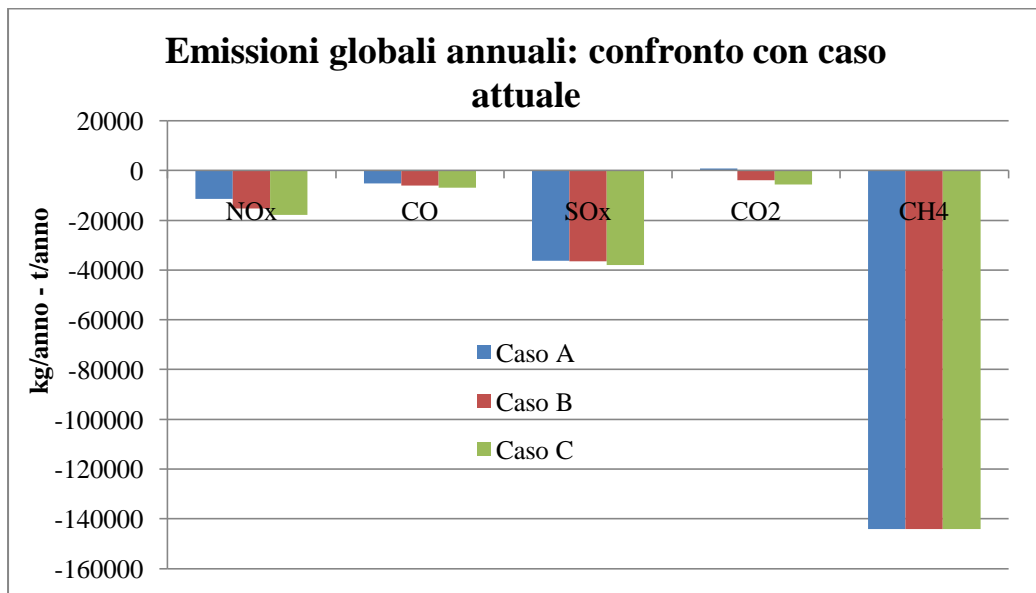


Figura 8.13 - Confronto fra le emissioni globali di ogni caso con quello del riferimento attuale

Mentre per un confronto con il caso più conservativo si faccia riferimento alla Figura 8.14.

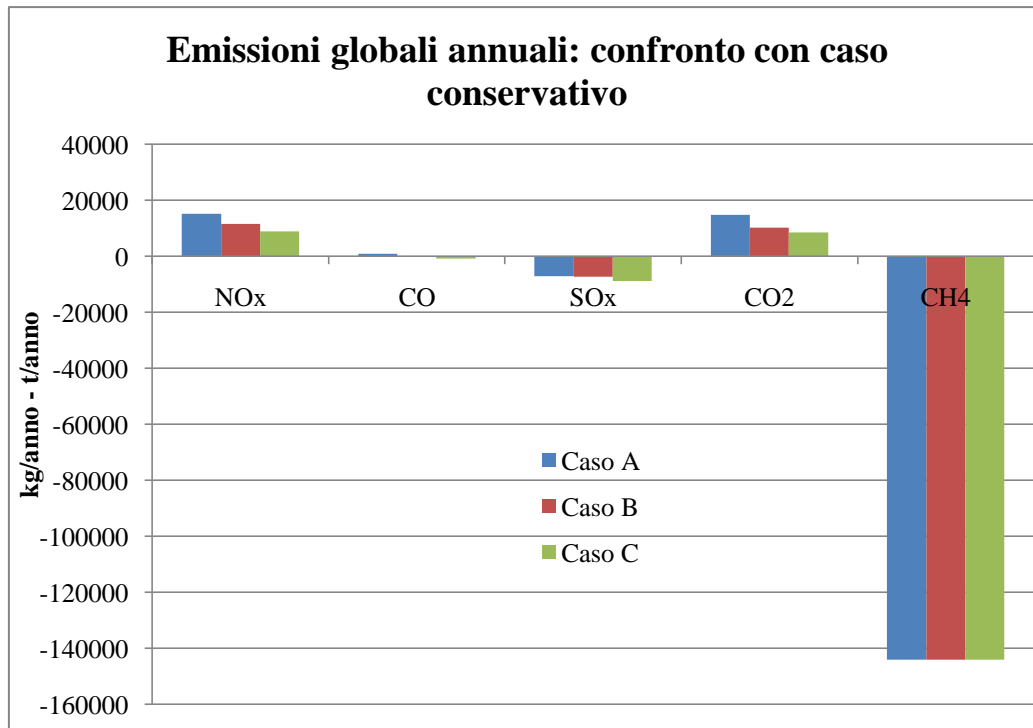


Figura 8.14 - Confronto fra le emissioni globali di ogni caso con quello del riferimento conservativo

Anche in queste immagini, tutti gli inquinanti sono espressi in kg/anno ad eccezione della CO₂, che invece è in tonnellate annue.

Si noti come il passaggio all'assetto cogenerativo comporti, con qualunque ipotesi di percorso, un risparmio in termini di emissioni di CO e SO_x in entrambi i casi di confronto, mentre vi è un reale risparmio nelle emissioni di NO_x e CO₂ solamente in un confronto con lo scenario attuale. Rapportandosi con il caso conservativo, invece, si osserva un aumento annuo di queste emissioni.

Occorre dire che, in ogni caso, l'adozione di caldaie di classe 5 da parte di tutte le utenze considerate è un'ipotesi quasi utopistica, anche facendo riferimento ad un intervallo temporale molto avanzato.

Si può osservare, infine, come le mancate emissioni di CH₄ siano il punto di forza dell'aumento di portata annua di rifiuto incenerito.

In aggiunta, andrebbero considerati tutti i benefici derivanti dalla diminuzione del rifiuto stoccato in discarica (inquinamento falde acquifere, percolato nei terreni ...) che qui non sono stati trattati.

A onor del vero, per un'analisi più accurata andrebbero conteggiati anche la variazione di emissioni di polveri sottili e di sostanze come HCl e HF: ad oggi (circa 85'000 tonnellate di rifiuti all'anno), però, queste emissioni vengono

emesse in un quantitativo al di sotto dei 100 kg/anno [14], quindi in ordini di grandezza del tutto irrilevanti rispetto agli inquinanti trattati. Per queste ragioni non sono stati presi in considerazione.

Conclusioni

Lo studio qui esposto ha mostrato le implicazioni energetiche, economiche ed ambientali che la conversione al funzionamento in assetto cogenerativo del termovalorizzatore di Valmadrera (LC) porta con sé.

Dai risultati ottenuti, si può affermare che da un punto di vista energetico l'investimento è vantaggioso, anche solamente adottando una turbina di moderna tecnologia di potenza di targa da 14,5 MW, rispetto a quella attualmente in funzione in centrale, ormai di vecchia generazione e non progettata per le condizioni del vapore che un termovalorizzatore può offrire: si osserva infatti una produzione di energia elettrica annua superiore del 30% rispetto al caso attuale.

La conversione in funzionamento cogenerativo è tuttavia fortemente consigliata, data l'alta densità abitativa da cui è caratterizzata una città come Lecco, senza tuttavia creare grosse problematiche in termini di viabilità, avendo scelto per i tracciati delle ipotesi di percorso per la rete TLR strade a interesse comunale, non soggette a traffico intenso.

Tra le varie ipotesi proposte, lo scenario che porta ad avere i migliori benefici complessivi è quello indicato come Percorso 3 con accumulo.

In termini di risparmio energetico presenta l'indice IRE più elevato (5,5%), anche se non abbastanza da classificare il futuro impianto come cogenerativo ad alto rendimento: in ogni caso un valore positivo rappresenta un effettivo risparmio di combustibile.

Dal punto di vista economico è la soluzione che presenta i parametri più interessanti: sebbene abbia il costo d'investimento più elevato, i risultati sono migliori di quelli ottenuti per il Percorso 2 e 1, e con ampie prospettive di miglioramento qualora si prendano in considerazione una vita del sistema complessivo più elevata (cautelativamente imposta di 30 anni), un'ulteriore possibile espansione della volumetria allacciata (in quanto i costi di allacciamento per una rete già operativa sarebbero parzialmente a carico dell'utente), ed un leggero aumento del prezzo del calore venduto, il tutto senza pagare troppo in termini di PBT e TIR.

Per il caso con il prezzo del calore venduto valorizzato maggiormente (0,0937 €/kWh) e prezzo di vendita di energia elettrica cautelativamente imposto a 0,07 €/kWh si riportano i seguenti valori degli indici economici studiati:

- PBT = 4 anni
- TIR = 36%
- VAN = 130'843'170,7 €

La positività della situazione si rispecchia anche sotto il profilo ambientale, sia a livello locale che globale. Nel primo caso si osserva una diminuzione di tutti gli inquinanti di interesse, ad eccezione della CO₂, che in ogni caso non presenta localmente effetti problematici per la popolazione; globalmente la situazione migliora sotto ogni aspetto con uno scenario di confronto attuale; se invece paragonato ad uno conservativo si osserva un leggero peggioramento delle emissioni di NO_x e CO₂, a fronte però di un notevole risparmio di CH₄ emesso.

Pertanto, in previsione di una realizzazione futura, si privilegia, tra le varie ipotesi proposte, tale configurazione impiantistica.

Indice delle figure

Figura 1.1 - Flusso generale a cui sono sottoposti i rifiuti urbani.....	1
Figura 1.2 - Gerarchia delle alternative per la gestione dei rifiuti	3
Figura 1.3 - Schema del recupero energetico con combustione diretta: in ingresso vede rifiuto urbano indifferenziato (RUR), la frazione secca di questo (FS) o il combustibile da rifiuto (CDR)	6
Figura 1.4 - Schema di principio della digestione anaerobica	7
Figura 1.5 - Schema di principio del recupero energetico tramite gassificazione	7
Figura 1.6 - Dati riguardanti i quantitativi di rifiuti destinati in impianti di recupero energetico tramite termovalorizzazione	10
Figura 1.7 - Andamento nel tempo della produzione di rifiuti urbani	11
Figura 1.8 - Produzione pro-capite di RU, suddiviso per regione	12
Figura 1.9 - Percentuali di raccolta differenziata, divisa per Regioni.....	13
Figura 1.10 - Ripartizione della gestione dei rifiuti in Italia.....	14
Figura 1.11 - Situazione europea sul confinamento in discarica dei rifiuti.....	14
Figura 1.12 - Situazione europea riguardo l'incenerimento dei rifiuti	15
Figura 1.13 - Gestione dei rifiuti in ambito europeo.....	15
Figura 1.14 - Numero di impianti di termovalorizzazione operativi in Italia tra il '95 e il '08	16
Figura 1.15 - Situazione, al 31 Dicembre 2008, degli impianti di termovalorizzazione in Italia.....	17
Figura 1.16 – Rappresentazione grafica di un moderno termovalorizzatore	18
Figura 1.17 - Rappresentazione grafica di un forno a griglia.....	20
Figura 1.18 - Rappresentazione grafica di un ciclone	25
Figura 1.19 - Rappresentazione grafica di un ESP.....	25
Figura 1.20 - Rappresentazione grafica di un filtro a maniche	26
Figura 1.21 - Schema grafico di un SNCR	27
Figura 2.1 - Tipo di fluido termovettore utilizzato in funzione della volumetria teleriscaldata.....	35

Figura 2.2 - Layout ottenuto al momento del passaggio al sistema di teleriscaldamento	36
Figura 2.3 - Layout con scambiatori dedicati per ogni singolo appartamento ...	37
Figura 2.4 – Rappresentazione della sezione trasversale di un tubo per il teleriscaldamento	38
Figura 2.5 - Composizione del tubo costituente la rete di teleriscaldamento	39
Figura 2.6 - Esempio di configurazione di rete ad albero.....	41
Figura 2.7 - Esempio di configurazione di rete ad anello.....	41
Figura 2.8 - Esempio di configurazione di rete a maglie.....	42
Figura 2.9 - Rappresentazione esplosa di uno scambiatore a piastre.....	43
Figura 2.10 - Rappresentazione di uno scambiatore shell & tube	44
Figura 2.11 - Rappresentazione dell'indice di diffusione delle reti di teleriscaldamento europeo	49
Figura 2.12 - Quantità di emissioni evitate per diversa tipologia di impianto utilizzato	54
Figura 2.13 - Bilancio delle emissioni di CO ₂ evitate con i sistemi di teleriscaldamento	55
Figura 2.14 - Trend di crescita della volumetria riscaldata tramite teleriscaldamento	55
Figura 3.1 - Sistema di funzionamento dei Certificati Verdi.....	61
Figura 3.2 - Schema di funzionamento del sistema dei Certificati Bianchi	63
Figura 4.1 – Regione Lombardia: in evidenza la provincia di Lecco.....	73
Figura 4.2 - Risultati ottenuti sulla frazione percentuale del rifiuto riciclato sul totale, confrontato con gli obiettivi del decreto e quelli del piano dei rifiuti della Provincia.....	74
Figura 4.3 - Comuni appartenenti alla Silea S.p.A. distribuiti nelle Provincia di Lecco e Como contraddistinti con colori diversi secondo la quantità di rifiuti destinata alla raccolta differenziata	75
Figura 4.4 - Statistiche generali dell'impianto durante gli anni '90 e nella prima decade del nuovo millennio	76
Figura 4.5 - Flusso dei gas combustibili nella linea trattamento fumi con temperature indicative di processo	81
Figura 4.6 - Rappresentazione dei principali flussi di massa che interessano la sezione di potenza.....	84

Figura 4.7 - Rappresentazione di una schermata visibile in sala controllo.....	87
Figura 4.8 - Particolare dei flussi materiali interessanti le caldaie.....	90
Figura 4.9 - Particolare dei flussi materiali interessanti i preriscaldatori di aria comburente.....	92
Figura 4.10 - Rappresentazione dei flussi di massa interessanti il rigeneratore di bassa pressione.....	93
Figura 4.11 - Rappresentazione dei flussi di massa che interessano il serbatoio drenaggi.....	95
Figura 4.12 - Flussi materiali che interessano il degasatore.....	96
Figura 4.13 - Valori termodinamici del vapore nelle sezioni di turbina interessate (analisi del 26 Aprile 2010).....	107
Figura 5.1 - Tratto ubicato nel comune di Valmadrera a partire dal termovalorizzatore.....	118
Figura 5.2 - Tragitto ipotizzato per il raggiungimento delle utenze di Valmadrera secondo la configurazione del Percorso 1.....	119
Figura 5.3 - Rappresentazione del Percorso 2 che realizza il collegamento tra Valmadrera e Malgrate.....	121
Figura 5.4 - Percorso di Valmadrera nell'ipotesi del Percorso 3.....	122
Figura 5.5 - Tracciato nel comune di Malgrate secondo il Percorso 1.....	124
Figura 5.6 - Tragitto di Malgrate servito dal ramo proveniente da Valmadrera mediante il collegamento tra via Rio Torto e Piazzale Alpini.....	125
Figura 5.7 - Rappresentazione del Percorso 1 ipotizzato per il raggiungimento del comune di Civate.....	126
Figura 5.8 - Tracciato del comune di Lecco finalizzato al raggiungimento dell'Ospedale e delle sole utenze limitrofe.....	128
Figura 5.9 - Tracciato di Lecco nella considerazione di aumentare l'allacciabilità delle utenze.....	130
Figura 5.10 - Tracciato del comune di Lecco nell'ipotesi di massima allacciabilità.....	132
Figura 6.1 - Rappresentazione d'insieme dell'intero sistema cogenerativo.....	137
Figura 6.2 - Rappresentazione schematica del nuovo assetto della turbina e dei flussi evolventi nella stessa.....	143
Figura 6.3 - Valori termodinamici del vapore a cavallo di ogni zona della turbina di 14,5 MW, per il caso a pieno carico, massima cogenerabilità.....	150

Figura 6.4 - Distribuzione giornaliera dei rifiuti e relativa potenza termica disponibile in caldaia	152
Figura 6.5 - Andamento della richiesta termica per un giorno di Gennaio e profili di contribuzione per il suo soddisfacimento	154
Figura 6.6 - Andamento della produzione elettrica per il caso considerato	155
Figura 7.1 - Rappresentazione grafica del tubo di mandata e ritorno della rete	163
Figura 7.2 - Rappresentazione della dorsale principale del Percorso 1 di Valmadrera	169
Figura 7.3 - Andamento della dorsale principale nel comune di Malgrate per il Percorso 1	171
Figura 7.4 - Ingrandimento della diramazione secondaria di Via Roma del comune di Malgrate	172
Figura 7.5 - Prima parte del tracciato del comune di Civate	173
Figura 7.6 - Dorsale principale comune di Lecco Percorso 1.....	175
Figura 7.7 - Collegamento tra il comune di Valmadrera e il comune di Malgrate nel Percorso 2	177
Figura 7.8 - Andamento del tracciato di Lecco per il Percorso 2	178
Figura 7.9 - Seconda parte del tracciato di Lecco per il Percorso 2	179
Figura 7.10 - Andamento del Percorso 3 per il comune di Valmadrera	181
Figura 7.11 - Ingrandimento dello sviluppo del Percorso 3 nel comune di Lecco	182
Figura 7.12 - Ingrandimento del tracciato di Lecco per il Percorso 3	183
Figura 8.1 - Andamento dell'indice di costo e di trasporto del calore in funzione del diametro	188
Figura 8.2 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati relativi al Percorso 1	209
Figura 8.3 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati relativi al Percorso 2	210
Figura 8.4 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati relativi al Percorso 3	211
Figura 8.5 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati nel caso di en. el. valorizzata a fasce	212
Figura 8.6 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati con costo capitale variabile e en.el. valorizzata a fasce	214

Figura 8.7 – Sommatoria dei flussi di cassa attualizzati a costo di capitale variabile, en. el. costante	215
Figura 8.8 – Sommatoria dei flussi di cassa attualizzati a costo di investimento variabile.....	215
Figura 8.9 – Sommatoria dei flussi di cassa attualizzati con costo del calore variabile.....	216
Figura 8.10 – Riassunto della sommatoria dei flussi di cassa attualizzati per il Percorso 3, per i vari senari ipotizzati	217
Figura 8.11 - Andamento della sommatoria dei flussi di cassa per Silea e Acel per il Percorso 3	218
Figura 8.12 - Confronto tra le emissioni locali dei singoli casi con quello di riferimento.....	223
Figura 8.13 - Confronto fra le emissioni globali di ogni caso con quello del riferimento attuale	225
Figura 8.14 - Confronto fra le emissioni globali di ogni caso con quello del riferimento conservativo	226

Indice delle tabelle

Tabella 1.1 - Distribuzione dei flussi energetici tipici per un moderno impianto di termovalorizzazione di sola energia elettrica.....	29
Tabella 1.2 - Distribuzione dei flussi energetici tipici per un moderno impianto di termovalorizzazione a cogenerazione	29
Tabella 2.1 - Dati relativi al teleriscaldamento in Europa.....	48
Tabella 2.2 - Consumi percentuali di energia relativi al settore residenziale	51
Tabella 2.3 - Distribuzione regionale della volumetria riscaldata nel territorio italiano.....	52
Tabella 2.4 - Sfruttamento delle fonti primarie per la generazione di energia per il teleriscaldamento	53
Tabella 3.1 - Situazione della produzione energetica da fonti rinnovabili (2006)	60
Tabella 3.2 - Valori aggiornati dai relativi dati del biennio 2006-2007.....	66
Tabella 3.3 - Dipendenza di p dal livello di tensione di allacciamento	66
Tabella 4.1 - Emissioni giornaliere delle due linee dell'impianto confrontate con la normativa vigente	83
Tabella 4.2 - Emissioni ogni 30 minuti delle due linee dell'impianto confrontate con la normativa vigente	83
Tabella 4.3 - Produzioni elettriche lorde dell'impianto nelle date di rilevamento	87
Tabella 4.4 - Caratteristiche della turbina a vapore nelle condizioni originali ...	99
Tabella 4.5 - Caratteristiche odierne della turbina a vapore	99
Tabella 4.6 - Caratteristiche dell'alternatore	100
Tabella 4.7 - Valori di rendimento organici ed elettrici per i casi considerati	101
Tabella 4.8 - Valori dei rendimenti isoentropici di turbina nei vari tratti per i casi interessati.....	104
Tabella 4.9 - Confronto tra grandezze significative tra l'approccio scelto e quello di verifica per il caso del giorno 26 Aprile 2010	106
Tabella 4.10 - Rapporti tra le portate spillate e quelle evolventi in turbina	106

Tabella 4.11 - Valori di portata ridotta al primo spillamento per i casi considerati	107
Tabella 4.12 - Grandezze caratteristiche dell'impianto.....	109
Tabella 5.1 - Elenco codici profili di prelievo standard secondo la delibera 17/07 del AEEG.....	116
Tabella 5.2 – Vie attraversate dalla diramazione principale Percorso 1 Valmadrera	118
Tabella 5.3 – Diramazioni secondarie per il Percorso 1 di Valmadrera.....	118
Tabella 5.4 – Diramazioni principali nel centro storico di Valmadrera per il Percorso 1	120
Tabella 5.5 – Andamento vie secondarie per il comune di Valmadrera Percorso 1	120
Tabella 5.6 – Diramazioni principali del centro storico di Valmadrera per il Percorso 3	123
Tabella 5.7 – Diramazioni secondarie Percorso 3 centro storico Valmadrera .	123
Tabella 5.8 - Dorsale principale del Percorso 1 per il comune di Malgrate	124
Tabella 5.9 - Diramazioni secondarie del Percorso 1 per il comune di Malgrate	125
Tabella 5.10 – Dorsale principale del Percorso 1 nel comune di Civate.....	127
Tabella 5.11 - Diramazioni secondarie del Percorso 1 per il comune di Civate	127
Tabella 5.12 – Andamento della dorsale principale del Percorso 1 per il comune di Lecco	128
Tabella 5.13 – Diramazioni principali del Percorso 1 per il comune di Lecco	129
Tabella 5.14 – Diramazioni principali per il Percorso 2 del comune di Lecco	131
Tabella 5.15 – Diramazioni secondarie del Percorso 2 per il comune di Lecco	131
Tabella 5.16 - Diramazioni secondarie del Percorso 3 per il comune di Lecco	132
Tabella 6.1 - Caratteristiche principali della turbina presa a modello.....	139
Tabella 6.2 - Riepilogo dei casi studiati	146
Tabella 6.3 - Valori di rendimento isoentropico per il caso a pieno carico della turbina di potenza 14,5 MW	148
Tabella 6.4 - Rendimenti dell'ultima zona per la turbina da 14,5 MW in funzione del carico e della percentuale cogenerata	149

Tabella 6.5 – Classificazione di cui si è simulato il comportamento annuale ..	156
Tabella 6.6 - Produzioni di energia elettrica e termica annua nei vari scenari ..	157
Tabella 6.7 - Rendimenti relativi agli scenari simulati	158
Tabella 7.1 - Specifiche tecniche relative al materiale usato per le tubazioni ..	160
Tabella 7.2 - Parametri di calcolo per le resistenze termiche	164
Tabella 7.3 - Ripartizione dei valori relativi alle perdite di carico interne alla centrale	167
Tabella 7.4 - Dati necessari al calcolo del vaso d'espansione	168
Tabella 7.5 - Descrizione dei rami formanti il Percorso 1 nel comune di Valmadrera.....	170
Tabella 7.6 - Descrizione dei rami formanti una parte del Percorso 1 di Malgrate	171
Tabella 7.7 - Descrizione dei rami e dei nodi per il comune di Civate.....	173
Tabella 7.8 – Caratteristiche tecniche e perdite di rete del ramo di Civate.....	174
Tabella 7.9 - Descrizione dei rami del tragitto di Lecco per il Percorso 1.....	175
Tabella 7.10 - Descrizione del ramo che realizza il collegamento tra Valmadrera e Malgrate per il Percorso 2	177
Tabella 7.11 - Descrizione rami del comune di Lecco per una parte del Percorso 2.....	179
Tabella 7.12 - Descrizione dei rami della seconda parte del Percorso 2 del comune di Lecco	180
Tabella 7.13 - Descrizione dei rami del Percorso 3 del comune di Valmadrera	181
Tabella 7.14 - Descrizione dei rami del comune di Lecco per il Percorso 3	182
Tabella 7.15 - Descrizione diramazioni del Percorso 3 nel comune di Lecco..	184
Tabella 7.16 - Misure delle lunghezze di ogni percorso	184
Tabella 7.17 - Valori delle perdite termiche per ogni percorso	185
Tabella 7.18 - Perdite di carico calcolate per ciascun percorso	185
Tabella 7.19 - Riassunto dei diametri assunti dalle diramazioni principali presentati nella trattazione.....	186
Tabella 8.1 - Costi relativi al materiale e scavo per un doppio tubo.....	188
Tabella 8.2 - Costi degli scambiatori a piastre delle utenze.....	189

Tabella 8.3 - Costi relativi al materiale utilizzato e ai costi di scavo e ricoprimento.....	190
Tabella 8.4 - Costo delle sottostazioni d'utenza.....	191
Tabella 8.5 - Costi riassuntivi relativi per il Percorso 1	191
Tabella 8.6 - Costo dei materiali e degli scavi per il Percorso 2	192
Tabella 8.7 - Costo delle sottostazioni di scambio per il Percorso 2.....	193
Tabella 8.8 - Riassunto dei costi relativi al Percorso 2.....	193
Tabella 8.9 - Costi relativi al materiale e scavo per il Percorso 3	194
Tabella 8.10 - Conteggio delle sottostazioni di scambio per il Percorso 3.....	195
Tabella 8.11 - Riassunto dei costi relativi al Percorso 3.....	195
Tabella 8.12 - Confronto tra i costi dei tre percorsi.....	196
Tabella 8.13 - Costo relativo all'acquisto di un nuovo turboalternatore	196
Tabella 8.14 - Valutazione del costo dello scambiatore di calore	197
Tabella 8.15 - Valutazione costi stazione di pompaggio	198
Tabella 8.16 - Valutazione dei costi delle caldaie integrative	199
Tabella 8.17 - Voci di costo per il calcolo dei flussi di cassa.....	200
Tabella 8.18 - Valutazione dei costi di investimento della rete	200
Tabella 8.19 - Valutazione dei costi di investimento per la centrale con turbina da 14,5 MW	201
Tabella 8.20 - Valutazione dei costi di investimento per la centrale con turbina da 10,2 MW	201
Tabella 8.21 - Valorizzazione dell'energia elettrica per le diverse fasce orarie	201
Tabella 8.22 - Valutazione costi di O&M	203
Tabella 8.23 - Produzione annua del caso di riferimento	204
Tabella 8.24 - Produzione annua caso attuale, turbina da 10,5 MW con 87'000 tonnellate di rifiuti	204
Tabella 8.25 - Bilancio caso di riferimento turbina 14,5 MW con 87'000 tonnellate di rifiuti	205
Tabella 8.26 - Produzione di energia per le diverse tipologie di percorso	205
Tabella 8.27 - Voci di costo per il calcolo dei parametri economici.....	206
Tabella 8.28 - Produzione energetica della turbina avente potenza nominale 14,5 MW	207

Tabella 8.29 - Bilancio economico caso turbina con potenza nominale 14,5 MW	207
Tabella 8.30 - Produzione energetica per i diversi percorsi con accumulo.....	208
Tabella 8.31 – Bilancio economico caso turbina 14,5 MW con accumulo.....	208
Tabella 8.32 - Produzione elettrica giornaliera nel caso di riferimento suddivisa per fasce	212
Tabella 8.33 - Produzione elettrica giornaliera nel caso turbina 14,5 MW con acc. suddivisa per fasce	212
Tabella 8.34 – Voci di costo e ricavi del caso di valorizzazione di en. el. a fasce	213
Tabella 8.35 - Valori dei parametri economici di Acel e Silea per il Percorso 1	219
Tabella 8.36 - Valori dei parametri economici di Acel e Silea per il Percorso 2	219
Tabella 8.37 - Valori dei parametri economici di Acel e Silea per il Percorso 3	219
Tabella 8.38 – Emissioni considerate per una caldaia di tipo domestico e una di classe 5	221
Tabella 8.39 - Emissioni di CO, SO _x e NO _x per l'impianto durante il 2009	221
Tabella 8.40 - Emissioni per il caso di riferimento dell'analisi locale	222
Tabella 8.41 - Emissioni locali totali per i vari casi.....	222
Tabella 8.42 – Emissioni del parco termoelettrico medio italiano (aggiornato al 2008)	224
Tabella 8.43 - Emissioni globali per i vari casi.....	225
Tabella A0.1 - UtENZE servite nel comune di Valmadrera per il percorso 1	i
Tabella A0.2 - UtENZE allacciate nel comune di Malgrate per il Percorso 1	iii
Tabella A0.3 - UtENZE ubicate nel centro storico del comune di Malgrate per il Percorso 1	iv
Tabella A0.4 - UtENZE servite nel territorio di Lecco per il Percorso 1	v
Tabella A0.5 – UtENZE allacciate nella prima parte del comune di Lecco per il Percorso 1	vii
Tabella A0.6 - UtENZE allacciate nel territorio di Civate.....	viii
Tabella A0.7 - UtENZE allacciate nel comune di Valmadrera per il Percorso 2 ..	ix

Tabella A0.8 - Utenze collegate nel territorio di Lecco per il Percorso 2.....	x
Tabella A0.9 - Utenze servite a Lecco per il Percorso 2	xii
Tabella A0.10 - Utenze allacciate nel comune di Valmadrera per il Percorso 3	xiv
Tabella A0.11 – Utenze servite nella diramazione secondaria del Percorso 3 di Lecco.....	xvi
Tabella A0.12 - Utenze servite nella diramazione secondaria del Percorso 3 di Lecco.....	xvii

Appendici

Appendice A: lista completa delle utenze allacciate

Si riportano le specifiche delle utenze relative al comune di Valmadrera.

Tabella A0.1 - Utenze servite nel comune di Valmadrera per il percorso 1

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo A				
Via Priv.Vassena	136,95	0,818	220	40
Via Priv.Vassena	25,4	0,152	220	380
Via Fornaci	4,55	0,0272	526	-
Via Fornaci	12,53	0,075	745	-
Via Piedimonte	19,11	0,11	1126	-
Via Piedimonte	45,78	0,27	1156	70
Via Piedimonte	45,78	0,27	1205	-
Via Piedimonte	43,47	0,26	1255	-
Via Piedimonte	18,68	0,11	1300	40
Via Piedimonte	7,31	0,044	1300	130
Via Piedimonte	287,29	1,72	1345	-
Via Ca' de Sbir	132,82	0,79	1420	80
Ramo B				
Via XXV Aprile	31,16	0,18	765	-
Via XXV Aprile	31,85	0,19	860	-
Via XXV Aprile	41,26	0,25	955	-
Via XXV Aprile	42,3	0,25	1050	-
Via XXV Aprile	43,22	0,26	1145	-
Via XXV Aprile	360,17	2,15	1245	-
Via XXV Aprile	406,36	2,43	1340	-

Via San Giuseppe	27,53	0,16	1410	42
Via San Giuseppe	32,9	0,19	1410	62
Via San Giuseppe	24,16	0,14	1410	83
Ramo D				
Via Roma	209,24	1,25	1525	-
CC Iperal ²⁹	688,8	4,11	1615	100
Via Gavazzi	92,3	0,55	1615	36
Via Gavazzi	81,84	0,49	1615	72
Via Gavazzi	56,9	0,34	1615	110
Via Sabatelli	194,1	1,16	1615	240
Ramo C				
Via Roma	10,35	0,062	1535	-
Via Fatebenefratelli	52,87	0,32	1486	85
Via Magistris	248,18	1,48	1625	46
Via Manzoni	42,63	0,26	1717	-
Via Manzoni	6,02	0,036	1850	-
Ramo E				
Via Promessi Sposi	180,3	1,08	1505	-
Via Promessi Sposi	48	0,28	1577	-
Via Promessi Sposi	5,5	0,033	1645	-
Via XX Settembre	105,5	0,63	1655	65
P.za Monsignor Citterio	63,5	0,38	1705	-
Via Promessi Sposi	5,38	0,032	1718	-
Via Promessi Sposi	38,7	0,23	1790	-
Via Promessi Sposi	34,2	0,2	1860	-
Via Promessi Sposi	33,87	0,2	1930	-

²⁹Il centro commerciale Iperal Malgrate è di futura costruzione, quindi non si conosce alcun dato che possa, seppur grossolanamente, definirne i consumi. Pertanto è stato fatto riferimento alla richiesta termica del centro commerciale "Meridiane" di Lecco. Anche se appartenente al comune di Malgrate è stato inserito nella tabella delle utenze di Valmadrera essendo alimentato da via Roma, ubicata nel comune di Valmadrera.

Via Promessi Sposi	4,5	0,027	2000	-
Via Promessi Sposi	30,35	0,18	2075	-
Via Promessi Sposi	3,66	0,022	2144	-
Via Promessi Sposi	3,44	0,02	2215	-

Tabella A0.2 - Utenze allacciate nel comune di Malgrate per il Percorso 1

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo F				
Via Gaggio	23,25	0,14	1435	-
Via Gaggio	65,04	0,39	1480	-
Via Gaggio	96,98	0,58	1555	-
Via Gaggio	150,1	0,9	1620	-
Via Gaggio	152,6	0,91	1682	-
Via Gaggio	150,2	0,9	1762	-
Via Gaggio	155,02	0,92	1835	-
Via Gaggio	374,05	2,23	1900	-
Ramo G				
Via ai Colli	40,87	0,24	2321	-
Via ai Colli	49,04	0,3	2390	-
Via ai Colli	52,16	0,31	2420	-
Via ai Colli	46,85	0,28	2455	-
Via ai Colli	59,14	0,35	2495	-
Via ai Colli	60,58	0,36	2515	-
Via Pian Sciresa	31,38	0,19	2530	110
Ramo H				
Via Unione	44,44	0,27	2610	-
Via Roma	146,11	0,87	3070	80
Via Roma	67,7	0,40	3070	140
Via San Carlo	96,85	0,58	3070	170
Via San Carlo	91,27	0,55	3070	230
Via San Carlo	77,96	0,47	3070	264
Via San Carlo	72,94	0,44	3070	320
Via Belvedere	47,8	0,29	3070	375
Via Belvedere	23,9	0,14	3070	435
Via Roma	103,67	0,62	3070	225
Via Roma	56,68	0,33	3070	290

Via Roma	53,65	0,32	3070	355
Via Roma	43,14	0,26	3070	420
Via Roma	23,36	0,14	3070	485

Tabella A0.3 - Utenze ubicate nel centro storico del comune di Malgrate per il Percorso 1

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo I				
Via Fabusa	131,95	0,79	2090	-
Via Mons. Polvara	113,14	0,68	2150	43
Via Mons. Polvara	38,22	0,23	2150	86
Via Veneto	173,44	1,04	2150	93
Via Sant'Antonino	132,6	0,8	2150	206
Via Sant'Antonino	56,52	0,34	2150	206
Ramo L				
Via San Leonardo	33,66	0,2	2222	-
Via San Leonardo	76,26	0,46	2294	-
Via San Leonardo	123,05	0,74	2366	-
Via Strecciola ³⁰	27,95	0,17	2438	97
Via Strecciola	23,78	0,14	2438	195
Via Strecciola	16,37	0,098	2438	290
Ramo M				
Via Stabilini	20,69	0,13	2571	-
Via Scatti	23,8	0,14	2705	50
Via Scatti	19,65	0,12	2705	100
Via Scatti	17,32	0,1	2705	150
Via Scatti	23,22	0,14	2705	200
Ramo N				
Via Agudio	138,2	0,83	2815	-
P.za Garibaldi	58,14	0,35	2980	-
Via Italia	21,25	0,13	3060	-
Via Italia	35,63	0,22	3135	-

³⁰ Via Strecciola è considerata appartenente al comune di Valmadrera ma è stata inserita nella tabella delle utenze relative al comune di Malgrate perché servita dalla diramazione principale che raggiunge il centro storico.

Via Italia	44,9	0,27	3215	-
Via Italia	41,96	0,25	3292	-
Via Italia	65,53	0,4	3370	-
Via Italia	149,1	0,9	3450	-

Tabella A0.4 - Utenze servite nel territorio di Lecco per il Percorso 1

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo O				
Via Da Vinci	3,38	0,02	3370	-
CC Mangioni	224,47	1,34	3400	-
Via Da Vinci	69,08	0,41	3440	-
Via Da Vinci	93,3	0,56	3505	-
Via Da Vinci	112,5	0,68	3605	-
V.le Costituzione	42,65	0,26	3675	-
V.le Costituzione	111,17	0,67	3740	-
V.le Costituzione	113,54	0,68	3820	-
P.za Manzoni	7,1	0,043	3845	-
P.za Manzoni	83,98	0,5	3865	-
P.za Manzoni	351,55	2,1	3890	-
V.le Dante	23,12	0,14	3940	-
V.le Dante	59,8	0,36	3970	-
V.le Dante	79,14	0,47	4000	-
V.le Dante	85,3	0,51	4030	-
V.le Dante	105,8	0,63	4060	-
Via Ghislanzoni	390,2	2,33	4080	68
Via Ghislanzoni	288,35	1,7	4080	136
Via Ghislanzoni	204,7	1,22	4080	204
Via Ghislanzoni	134,7	0,8	4080	272
Via Ghislanzoni	14,9	0,09	4080	340
Via Ghislanzoni	72,9	0,44	4080	408
Via Ghislanzoni	58,4	0,35	4080	476

Via Ghislanzoni	39,5	0,24	4080	544
Via Ghislanzoni	28,77	0,17	4080	612
Via Ghislanzoni	27,35	0,16	4080	680
Ramo P				
V.le Dante	117,25	0,7	4090	-
V.le Dante	120,68	0,72	4120	-
V.le Dante	224,26	1,33	4150	-
Via M. d'Oggiono	419,86	2,5	4180	40
Via M. d'Oggiono	152,5	0,92	4180	80
Via M. d'Oggiono	86,01	0,51	4180	120
Via M. d'Oggiono	51,03	0,3	4180	160
Via M. d'Oggiono	4,43	0,03	4180	200
Via Digione	228,6	1,37	4180	42
Via Digione	120,6	0,72	4180	84
Via Digione	113,9	0,68	4180	126
Ramo Q				
CC Meridiana	717,5	4,28	4300	50
CC Meridiana	631,35 ³¹	3,77	4300	50
Via Guanella	149,3	0,89	4580	40
Via Guanella	32,7	0,2	4580	80
Via Arlenico	4,1	0,025	4580	320
Ramo S				
Via Tubi	103,33	0,62	4904	-
Via Tubi	385,18	2,3	5016	-
Sede ASL	187,06	1,12	5128	-
Ramo R				
Via Rivolta	6,6	0,04	4688	70
Ist. Badoni	812,8	4,85	4688	140
Via T.Speri	438,7	2,62	4688	277
Ramo T				
Via Baracca	4,2	0,025	4875	-

³¹ Avendo considerato le richieste termiche nell'ora di picco l'utenza suddetta non presenterebbe richiesta di servizio perché entra in funzione solamente nell'ora successiva. Ai fini del dimensionamento è stato considerato il valore nell'ora di punta, ossia pari a 0, mentre nella tabella sopra riportata è inserito il valore di richiesta massima dell'utenza. Se viene eseguito il conteggio totale del Ramo Q si noterà che manca appunto tale valore.

Via Baracca	45,04	0,27	4950	-
Via Baracca	7,5	0,045	5025	-
Via Belfiore	23,9	0,14	5165	-
Via dei Riccioli	10,74	0,064	5170	53
Via dei Riccioli	65,39	0,39	5170	130
Via dei Riccioli	4,46	0,027	5170	230
Via Giusti	49,98	0,3	5170	24
Via Giusti	103,49	0,62	5170	77
Via Giusti	61,13	0,37	5170	130
Via Giusti	7,014	0,042	5170	190
Via Giusti	26,53	0,16	5170	270

Tabella A0.5 – Utenze allacciate nella prima parte del comune di Lecco per il Percorso 1

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo U				
Ist.Fiocchi	642,87	3,84	5230	-
Ramo V				
Via Risorgimento	102,97	0,62	5345	-
Via Risorgimento	6,33	0,038	5435	-
Via Risorgimento	40,7	0,24	5525	-
Via Risorgimento	5,31	0,031	5615	-
Ramo W				
Via Belfiore	18,57	0,11	5295	-
Via Belfiore	21,48	0,13	5360	-
Via Belfiore	41,3	0,25	5425	-
Via Grandi	298,68	1,78	5465	66
Via Grandi	235	1,4	5465	132
Via Grandi	149,65	0,9	5465	198
Via Grandi	19,87	0,12	5465	264
Via Grandi	6,87	0,04	5465	330
Ramo X				
Via Belfiore	63,43	0,38	5490	-
Via Belfiore	71,37	0,43	5555	-
Via Belfiore	71,44	0,43	5620	-
Via Eremo	82,78	0,49	5753	-

Via Eremo	105,17	0,63	5791	-
Via Eremo	121,96	0,73	5830	-
Via Eremo	156,41	0,93	5867	-
Via Eremo	392,08	2,34	5905	-
Via Eremo	395,23	2,36	5943	-
Via Eremo	4841,2	28,91	5980	-

Tabella A0.6 - Utenze allacciate nel territorio di Civate

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo Z				
Via ai Campi	5,24	0,031	1605	48
Via Giovanni XXIII	1270,2	7,59	1605	70
Via Giovanni XXIII	223,77	1,33	1605	140
Via Giovanni XXIII	3,3	0,019	1605	210
Via Giovanni XXIII	61,35	0,37	1605	280
Via Scarenna	25,15	0,15	1605	338
Via Bellingera	53,47	0,32	1705	105
Ramo AA				
Via Baselone	59,22	0,36	1820	-
Via Baselone	103,02	0,62	1935	-
Via Baselone	3,4	0,02	2050	-
Via Baselone	23,46	0,14	2165	-
Via Valsecchi	247,92	1,48	2295	50
Ramo AB				
Via alla Santa	58,82	0,35	2575	175
Via XXIV Maggio	114,89	0,69	2575	398
Via XXIV Maggio	281,98	1,68	2575	446
Ramo AC				
Via Manzoni	37,97	0,23	2665	-
Via al Ponte	24,82	0,15	2865	441
Via Stella Diana	19,02	0,12	2865	390
Via Provinciale	22,13	0,13	2865	722
Via Provinciale	55,33	0,33	2865	754

Via Provinciale	44,27	0,26	2865	786
Via Provinciale	35,11	0,21	2865	818
Via Provinciale	190,34	1,14	2865	850
Via Provinciale	11,31	0,07	2865	880
Ramo AD				
Via Broggi	34,37	0,20	2945	105
Via Villa C.	3,1	0,019	2975	100
Via Nazario Sauro	28,33	0,17	3070	70
Via Nazario Sauro	332,26	1,98	3070	140
Via Belvedere	22,97	0,14	3340	200
Via Mazzucconi	23,66	0,14	3340	260
Via Longoni A.	248,68	1,48	3340	92
Via Longoni A.	43,7	0,26	3340	184
Via Cerscera	223,21	1,33	3340	100
Via Cerscera	14,69	0,087	3340	200
Via Cerscera	29,76	0,18	3340	300

Tabella A0.7 - Utenze allacciate nel comune di Valmadrera per il Percorso 2

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo AE				
Via Rio Torto	0,23	0,0014	1765	-
Via Rio Torto	2,17	0,013	1915	-
Via Rio Torto	4,85	0,029	2065	-
Via Rio Torto	9,44	0,056	2215	-
Ramo AG				
Via Scatti	23,8	0,14	2705	50
Via Scatti	19,65	0,12	2705	100
Via Scatti	17,32	0,1	2705	150
Via Scatti	23,22	0,14	2705	200

Tabella A0.8 - Utenze collegate nel territorio di Lecco per il Percorso 2

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo O³² - Percorso 2				
Via S. Francesco	61,55	0,37	3415	31
Via S. Francesco	64,2	0,38	3415	88
Via Lazzaretto	104,9	0,63	5445	30
Via Lazzaretto	40,08	0,24	5445	103
Ramo AH				
Via Balicco	314,25	1,88	4629	-
Via Balicco	314,3	1,88	4729	-
L.go Montenero	50,59	0,3	5190	110
Via Resinelli	225,65	1,35	5190	150
C.so Matteotti	478,46	2,86	5273	-
C.so Matteotti	303,6	1,81	5316	-
C.so Matteotti	292,93	1,75	5360	-
C.so Matteotti	176,81	1,06	5402	-
C.so Matteotti	157,3	0,94	5445	-
C.so Matteotti	21,26	0,13	5488	-
C.so Matteotti	126,02	0,75	5531	37
C.so Matteotti	15,3	0,09	5531	74
C.so Matteotti	109,74	0,66	5531	111
C.so Matteotti	13,9	0,083	5531	148
C.so Matteotti	95	0,57	5531	185
C.so Matteotti	80,9	0,48	5531	222
C.so Matteotti	63,9	0,38	5531	296
C.so Matteotti	56,2	0,34	5531	259
C.so Matteotti	52,67	0,32	5531	333
C.so Matteotti	30,14	0,18	5531	370
Ramo AL				
Via Cantarelli	169,65	1,02	5340	-
Via Cantarelli	20,63	0,13	5390	-
Via Balicco	220,76	1,32	5445	88
Via XI Febbraio	242	1,45	5520	-

³² Esso è lo stesso ramo presentato precedentemente per il Percorso 1 però vengono aggiunte le utenze relative al percorso indicato.

Via Don Pozzi	224,1	1,34	5650	96
Via Don Pozzi	43,9	0,26	5650	192
Via XI Febbraio	36,02	0,22	5650	-
Ramo AI				
Via Cantarelli	6,03	0,036	5385	230
Via Cantarelli	3,39	0,02	5480	300
Via Foscolo	62,8	0,38	5580	430
Via Foscolo	12,1	0,07	5610	535
Via Foscolo	30,25	0,18	5740	635
Ramo AM				
C.so Promessi Sposi	25,63	0,15	4833	-
C.so Promessi Sposi	3,65	0,022	4886	-
C.so Promessi Sposi	3,99	0,024	4940	-
C.so Promessi Sposi	32,44	0,19	4992	-
C.so Promessi Sposi	4,78	0,029	5045	-
C.so Promessi Sposi	38,64	0,23	5100	-
C.so Promessi Sposi	7,9	0,048	5150	-
C.so Promessi Sposi	54,2	0,33	5202	-
C.so Promessi Sposi	81,16	0,49	5257	-
C.so Promessi Sposi	99,16	0,6	5310	-
C.so Promessi Sposi	16,3	0,098	5363	-
Via Lamarmora	115,76	0,7	5380	95
C.so Promessi Sposi	148,38	0,89	5416	-
C.so Promessi Sposi	235,67	1,4	5470	-
Via Filzi	182,37	1,09	5500	100
Ramo AN				
C.so Promessi Sposi	54,9	0,33	5522	-
V.le Monte Grappa	28,1	0,17	5623	-

V.le Monte Grappa	34,09	0,21	5671	-
V.le Monte Grappa	91,35	0,55	5720	-
V.le Monte Grappa	105,95	0,63	5770	-
Via Tagliamento	9,32	0,055	5815	63
Via Tagliamento	114,88	0,69	5815	150
Via Tagliamento	103,69	0,62	5815	210
Via Tagliamento	40,62	0,25	5815	350
Via Redipuglia	62,01	0,37	6050	-
Via Redipuglia	155,86	0,94	6180	-
Via Magnodeno	74,6	0,45	6180	52
Via Magnodeno	58,17	0,35	6180	104
Via Magnodeno	51,67	0,31	6180	156
Via Magnodeno	44,95	0,27	6180	208
Via Magnodeno	32,62	0,2	6180	260

Tabella A0.9 - Utenze servite a Lecco per il Percorso 2

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale	Distanza secondaria
Ramo X - Percorso 2				
Via Filanda	9,47	0,057	6115	140
Via Airoidi Muzzi	671,7	4,01	6115	232
Via Airoidi Muzzi	337,26	2,02	6115	263
Via Airoidi Muzzi	49,63	0,3	6115	294
Via Airoidi Muzzi	26,93	0,16	6115	325
Ramo AO				
Via Roccolo	183,9	1,1	5770	-
Via Roccolo	205,17	1,23	5845	-

Via Roccolo	225,9	1,35	5920	-
Via Gilardi	71,7	0,43	5995	27
Via Gilardi	58,38	0,35	5995	55
Via Gilardi	58,15	0,35	5995	80
Ramo AP				
Via Mons.Polvara	26,7	0,16	5795	-
Via Turbada	52,94	0,32	5825	20
Via Turbada	284,9	1,7	5825	55
Via Turbada	63,07	0,38	5825	120
Via Turbada	58,1	0,35	5825	180
Via Giotto	287,37	1,72	5825	177
Via Giotto	81,42	0,49	5825	210
Via Giotto	63,65	0,38	5825	240
Via Giotto	45,18	0,27	5825	280
Via Mons.Polvara	55,26	0,33	5885	-
Via Mons.Polvara	57,3	0,34	5972	-
Via Mons.Polvara	207,8	1,24	6065	-
Ramo U - Percorso 2				
Via di Vittorio	36,34	0,22	5255	70
Ramo T - Percorso 2				
Via Caduti Fossoli	76,37	0,45	5170	225
Via Caduti Fossoli	4,49	0,027	5170	325
Via Caduti Fossoli	30,18	0,18	5170	498
Ramo AR				
C.so Martiri Liberazione	3,42	0,02	4540	-
C.so Martiri Liberazione	3,7	0,022	5485	-
C.so Martiri Liberazione	4,12	0,025	4630	-
C.so Martiri Liberazione	30,76	0,19	4675	-
C.so Martiri Liberazione	4,63	0,028	4720	-
C.so Martiri Liberazione	4,9	0,029	4765	-
Via Fra' Galdino	24,34	0,15	4923	-

Via Fra' Galdino	32,26	0,19	5036	-
Via Fra' Galdino	34,38	0,2	5150	-
Ramo AQ				
Via Previati	113,36	0,68	4510	83
Via Previati	36,23	0,22	4510	83
Via Como	159,35	0,95	7400	53
Via Como	50,55	0,3	4510	106
Via Previati	50,2	0,3	4510	166
Via Previati	3,84	0,023	4510	166
C.so Martiri Liberazione	47,84	0,29	4495	-
C.so Martiri Liberazione	59	0,35	4450	-
C.so Martiri Liberazione	73,74	0,44	4405	-
C.so Martiri Liberazione	93,25	0,56	4360	-
C.so Martiri Liberazione	92,23	0,55	4315	-
C.so Martiri Liberazione	107	0,64	4270	-
C.so Martiri Liberazione	115,48	0,69	4225	-
Via Amendola	207,4	1,24	4180	202
Via Amendola	93,1	0,56	4180	310
Via Amendola	47,8	0,29	4180	420
C.so Martiri Liberazione	18,05	0,11	4180	-
C.so Martiri Liberazione	117,89	0,7	4135	-
C.so Martiri Liberazione	146,95	0,88	4090	-
C.so Martiri Liberazione	181,04	1,08	4045	-
C.so Martiri Liberazione	274	1,64	4000	-
C.so Martiri Liberazione	255,67	1,53	3955	-

Tabella A0.10 - Utenze allacciate nel comune di Valmadrera per il Percorso 3

Utenza	Richiesta termica di	Portata acqua richiesta	Distanza principale [m]	Distanza secondaria
---------------	-----------------------------	--------------------------------	--------------------------------	----------------------------

	picco[kW]	[kg/s]		[m]
Ramo AS				
Via Casnedi	7,31	0,04	685	-
Via Casnedi	18,68	0,11	693	-
Via Casnedi	287,29	1,71	735	-
Via Casnedi	42,64	0,25	780	-
Via Casnedi	6,02	0,035	822	-
Via Casnedi	248,18	1,48	865	-
Via Casnedi	58	0,35	910	-
Via Casnedi	61,9	0,37	950	-
Via Casnedi	54,1	0,32	995	-
Via Casnedi	311,05	1,86	1035	-
San Martino	3,82	0,023	1190	80
Via San Rocco	98,04	0,59	1200	-
Via Chiari	145,4	0,86	1270	56
Via Chiari	13,57	0,081	1270	112
Via Chiari	24,27	0,14	1270	168
Via Chiari	151,13	0,9	1270	225
Via Chiari	45,05	0,27	1270	280
Via Chiari	41,8	0,25	1270	336
Via Chiari	22,11	0,13	1270	390
Via San Rocco	4,13	0,025	1315	-
Ramo AT				
Via Leopardi	48,44	0,29	1820	70
Via Leopardi	38,08	0,23	1820	140
Via Leopardi	3,9	0,023	1820	210
Via Leopardi	3,75	0,022	1820	280
Via dell'Asilo	61,09	0,36	1785	70
Via dell'Asilo	57,83	0,35	1785	140
Via dell'Asilo	48,44	0,29	1785	210
Via Rocca F.	2,54	0,015	1625	40
Via Rocca F.	2,08	0,013	1625	80
Ramo AU				
Via Cavour	88,62	0,53	1830	-
Via Primo Maggio	71,17	0,43	2040	75
Via Preguda	61,42	0,37	2040	225
Via Preguda	42,69	0,26	2040	225
P.za Fontana	141,5	0,85	2040	310
P.za Fontana	95,47	0,57	2040	350
Via Bovara	47,25	0,28	2075	-
Via Don Abbondio	151,13	0,9	2140	20
Via Bovara	42,49	0,25	2225	-
Via Bovara	3,84	0,023	2375	-

Ramo AV				
Via Roma	10,35	0,062	1535	-
Via Fatebenefratelli	52,8	0,32	1485	85
Ramo E – Percorso 3				
Via San Valerio	25,88	0,16	1555	65
Via Don Rodrigo	45,06	0,27	1795	35
Via Don Rodrigo	41,8	0,25	1795	70
Via Don Rodrigo	22,12	0,13	1795	105
Via dei Bravi	3,47	0,02	2040	65
Ramo B – Percorso 3				
Via Trieste	42,3	0,25	1220	57
Via Trieste	41,26	0,25	1220	114
Via Trieste	31,85	0,19	1220	170
Via Trieste	31,16	0,18	1220	230

Tabella A0.11 – Utenze servite nella diramazione secondaria del Percorso 3 di Lecco

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo BA				
Via Nullo	26,47	0,16	3585	21
Via Nullo	4,54	0,027	3585	51
Ramo AW				
Via Aspromonte	32,7	0,19	3725	95
Via Aspromonte	71,43	0,43	3725	190
Via Aspromonte	71,37	0,43	3725	285
Via Aspromonte	63,43	0,38	3725	380
Ramo AY				
Via Trieste	250,7	1,5	3725	173
Via Trieste	5,3	0,03	3725	226
Ramo AX				
Via Caprera	159,35	0,95	3725	95
Via Caprera	50,55	0,3	3725	141
Via Caprera	419,85	2,5	3725	191
Via Caprera	152,52	0,91	3725	96
Via Caprera	86,08	0,51	3725	141

Ramo AZ				
Via Bezzecca	20,62	0,12	3725	293
Via Bezzecca	6,02	0,035	3725	275
Via Bezzecca	3,39	0,02	3725	346

Tabella A0.12 - Utenze servite nella diramazione secondaria del Percorso 3 di Lecco

Utenza	Richiesta termica di picco[kW]	Portata acqua richiesta [kg/s]	Distanza principale [m]	Distanza secondaria [m]
Ramo BB				
Via F.lli Cairoli	419,8	2,5	4080	34
Via F.lli Cairoli	152,5	0,91	4080	68
Via F.lli Cairoli	86,09	0,51	4080	102
Via F.lli Cairoli	51,03	0,3	4080	136
Via Cattaneo	70,9	0,42	4080	194
Via Cattaneo	42,5	0,25	4080	218
Via Cattaneo	314,25	1,87	4080	242
Via Cattaneo	314,29	1,87	4080	266
Via Cattaneo	220,75	1,31	4080	290
Via Cattaneo	7,49	0,044	4080	314
Ramo BC				
Via Sassi	193,09	1,15	4180	296
Via Sassi	9,31	0,055	4180	352
P.za Diaz	18,04	0,11	4180	412
P.za Diaz	115,48	0,69	4180	420
Ramo BD				
P.za Lega Lombarda	12,9	0,077	5190	275
P.za Lega Lombarda	7,11	0,043	5190	340
Via Montello	152,34	0,91	5190	210
Via Volta	319,1	1,9	5190	95
Via Bovara	30,76	0,18	5190	185
Via Bovara	4,63	0,027	5190	175
Via Bovara	4,9	0,029	5190	165
Via Bovara	47,83	0,28	5190	155

Appendice B: valori del vapore nelle analisi svolte

CONDIZIONE DEL VAPORE NELLE SEZIONI DI TURBINA PER L'ANALISI DEL 26 APRILE 2010

<i>Ingresso turbina vapore surriscaldato</i>	
p_{vap} [bara] =	40,100
t_{vap} [°C] =	392,000
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	3196,699
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	6,744

<i>Condizioni vapore alla ruota</i>	
p_{vapr} [bara] =	17,500
t_{vapr} [°C] =	309,757
h_{vapr} [kJ/kg _{vaps}] =	3054,236
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	6,879

<i>Uscita primo spillamento</i>	
p_{vap} [bara] =	8,200
t_{vap} [°C] =	248,000
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2945,337
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,019

<i>Uscita secondo spillamento</i>	
p_{vap} [bara] =	5,100
t_{vap} [°C] =	202,000
h_{vap} [kJ/kg _{vaps}] =	2858,930
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,060

<i>Uscita turbina</i>	
p_{vap} [bara] =	0,100
t_{vap} [°C] =	46,600
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2353,710
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,410
x_{vapo} =	0,901

m_{in} [kg/s] =	13,69
$m_{I spill}$ [kg/s] =	1,516
$m_{II spill}$ [kg/s] =	0,017

Valori calcolati

Valori misurati

CONDIZIONE DEL VAPORE NELLE SEZIONI DI TURBINA PER L'ANALISI DEL 3 GIUGNO 2010

<i>Ingresso turbina vapore surriscaldato</i>	
p_{vap} [bara] =	40,100
t_{vap} [°C] =	400,800
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	3217,413
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	6,775

<i>Condizioni vapore alla ruota</i>	
p_{vapr} [bara] =	14,500
t_{vapr} [°C] =	302,882
h_{vapr} [kJ/kg _{vaps}] =	3046,683
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	6,949

<i>Uscita primo spillamento</i>	
p_{vap} [bara] =	6,200
t_{vap} [°C] =	238,000
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2931,327
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,117

<i>Uscita secondo spillamento</i>	
p_{vap} [bara] =	3,700
t_{vap} [°C] =	190,000
h_{vap} [kJ/kg _{vaps}] =	2840,875
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,164

<i>Uscita turbina</i>	
p_{vap} [bara] =	0,106
t_{vap} [°C] =	46,900
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2364,230
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,435
x_{vapo} =	0,907

m_{in} [kg/s] =	11,04
$m_{I spill}$ [kg/s] =	1,546
$m_{II spill}$ [kg/s] =	0,014

Valori calcolati

Valori misurati

CONDIZIONE DEL VAPORE NELLE SEZIONI DI TURBINA PER L'ANALISI DEL 30 GIUGNO 2010

<i>Ingresso turbina vapore surriscaldato</i>	
p_{vap} [bara] =	40,100
t_{vap} [°C] =	400,500
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	3216,709
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	6,774

<i>Condizioni vapore alla ruota</i>	
p_{vapr} [bara] =	13,500
t_{vapr} [°C] =	292,726
h_{vapr} [kJ/kg _{vaps}] =	3026,858
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	6,946

<i>Uscita primo spillamento</i>	
p_{vap} [bara] =	5,200
t_{vap} [°C] =	219,000
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2894,935
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,124

<i>Uscita secondo spillamento</i>	
p_{vap} [bara] =	3,700
t_{vap} [°C] =	188,000
h_{vap} [kJ/kg _{vaps}] =	2836,645
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,155

<i>Uscita turbina</i>	
p_{vap} [bara] =	0,106
t_{vap} [°C] =	47,000
h_{vap} [kJ/kg _{vap}] =	2406,470
s_{vap} [kJ/kg _{vap} K] =	7,567
x_{vapo} =	0,925

m_{in} [kg/s] =	10,21
$m_{I spill}$ [kg/s] =	1,159
$m_{II spill}$ [kg/s] =	0,014

Valori calcolati

Valori misurati

Acronimi e sigle

AEEG	<u>A</u> utorità <u>E</u> nergia <u>E</u> lettrica e <u>G</u> as
AIRU	<u>A</u> ssociazione <u>I</u> taliana <u>R</u> iscaldamento <u>U</u> rbano
ASL	<u>A</u> zienda <u>S</u> anitaria <u>L</u> ocale
BAT	<u>B</u> est <u>A</u> vailable <u>T</u> echnology
BOP	<u>B</u> alance <u>O</u> f <u>P</u> lant
CC	<u>C</u> orpo <u>C</u> ilindrico
CDR	<u>C</u> ombustibile <u>D</u> erivato da <u>R</u> ifiuti
CG	<u>C</u> ertificati <u>G</u> rigi
CIP	<u>C</u> omitato <u>I</u> nterministeriale <u>P</u> rezzi
COT	<u>C</u> arbonio <u>O</u> rganico <u>T</u> otale
CR	<u>C</u> amera <u>R</u> uota
CV	<u>C</u> ertificati <u>V</u> erdi
DCS	<u>D</u> istributed <u>C</u> ontrol <u>S</u> ystem
DN	<u>D</u> iametro <u>N</u> ominale
ESCO	<u>E</u> nergy <u>S</u> ervice <u>C</u> ompany
ESP	<u>E</u> lectrostatic <u>S</u> ystem <u>P</u> recipitator
ETS	<u>E</u> mission <u>T</u> rading <u>S</u> cheme
FORSU	<u>F</u> razione <u>O</u> rganica dei <u>R</u> ifiuti <u>S</u> olidi <u>U</u> rbani
GSE	<u>G</u> estore <u>S</u> ervizi <u>E</u> lettrici
IAFR	<u>I</u> mpianto <u>A</u> limentato da <u>F</u> onti <u>R</u> innovabili
ICC	<u>I</u> ncentivi in <u>C</u> onto <u>C</u> apitale
ICE	<u>I</u> ncentivi in <u>C</u> onto <u>E</u> sercizio
ICI	<u>I</u> ncentivi in <u>C</u> onto <u>I</u> nteressi
IPA	<u>I</u> drocarburi <u>P</u> oliciclici <u>A</u> romatici
IRE	<u>I</u> ndice di <u>R</u> isparmio di <u>E</u> nergia <u>P</u> rimaria
ISPESL	<u>I</u> stituto <u>S</u> uperiore <u>P</u> er la <u>P</u> revenzione <u>E</u> la <u>S</u> icurezza <u>S</u> ul <u>L</u> avoro
IVA	<u>I</u> mposta <u>V</u> alore <u>A</u> ggiunto
LCD	<u>L</u> iquid <u>C</u> rystal <u>D</u> isplay
LT	<u>L</u> imite <u>T</u> ermico
NCF	<u>N</u> et <u>C</u> ash <u>F</u> low
O&M	<u>O</u> perating <u>&</u> <u>M</u> aintenance
PBT	<u>P</u> ay <u>B</u> ack <u>T</u> ime
PCDD	<u>P</u> oli <u>C</u> loro- <u>D</u> ibenzo <u>D</u> iossione

PCDF	<u>P</u> oli <u>C</u> loro- <u>D</u> ibenzo <u>F</u> urani
PCI	<u>P</u> otere <u>C</u> alorifico <u>I</u> nferiore
PED	<u>P</u> ressure <u>E</u> quipment <u>D</u> irective
PEF	<u>P</u> rimary <u>E</u> nergy <u>F</u> actor
P&I	<u>P</u> iping & <u>I</u> nstrumentation
PN	<u>P</u> ressione <u>N</u> ominale
RSR	<u>R</u> ifiuto <u>S</u> peciale <u>R</u> ecuperabile
RSU	<u>R</u> ifiuto <u>S</u> olido <u>U</u> rbano
RU	<u>R</u> ifiuto <u>U</u> rbano
RUR	<u>R</u> ifiuto <u>U</u> rbano <u>R</u> esiduo
SCR	<u>S</u> elective <u>C</u> atalytic <u>R</u> eduction
SNCR	<u>S</u> elective <u>N</u> on <u>C</u> atalytic <u>R</u> eduction
SR	<u>S</u> tadio <u>R</u> egolato
TEE	<u>T</u> itoli di <u>E</u> fficienza <u>E</u> nergetica
TIR	<u>T</u> asso <u>I</u> nterno di <u>R</u> endimento
TOC	<u>T</u> otal <u>O</u> rganic <u>C</u> arbon
US	<u>U</u> ltimo <u>S</u> tadio di turbina
VAN	<u>V</u> alore <u>A</u> ttuale <u>N</u> etto
VSD	<u>V</u> ariable <u>S</u> peed <u>D</u> rivers
2S	<u>2</u> ° <u>S</u> tadio di turbina

Bibliografia

- [1] ENEA, "Rapporto sul recupero energetico dei rifiuti urbani in Italia - 2° edizione," 2009.
- [2] ENEA, "Rapporto sulle tecniche di trattamento dei rifiuti in Italia," 2009.
- [3] ISPRA, "Rapporto rifiuti," 2008.
- [4] AIRU. [Online]. <http://www.airu.it>
- [5] OPPO. (2010) catalogo Oppo. [Online]. <http://www.oppo.it>
- [6] EuroTubi, "Teleriscaldamento Heating System: listino prezzi," 2009.
- [7] PlusPipe, "Fluids Transport, pressure applications: listino prezzi," 2009.
- [8] ENEA, AIRU, and StudioEnergia, "Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati,".
- [9] ENEA. [Online]. <http://www.enea.it>
- [10] GSE, "Procedura per la gestione ed emissione dei certificati verdi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili,".
- [11] Confindustria. [Online]. <http://www.confindustriaixi.it>
- [12] Comune di Valmadrera. [Online]. <http://lombardia.indettaglio.it/ita/comuni/lc/valmadrera/valmadrera.html>.
- [13] Silea, "Raccolta, Gestione e Smaltimento dei rifiuti solidi urbani: "Il sistema Lecco",".
- [14] Silea, "Relazione annuale Silea," 2009.
- [15] Silea, Scheda tecnica della turbina a vapore e alternatore: "Descrizione componenti e funzionamento turboalternatore".
- [16] Silea, Documentazione Silea: manuale descrittivo dell'impianto di condensazione.
- [17] Acel Service. [Online]. <http://www.ancel-service.it>
- [18] Ennio Macchi, Stefano Campanari, and Paolo Silva, *La microgenerazione a gas naturale.*: Polipress, 2006.
- [19] Marco Ragazzi and Enzo Del Duro, *Introduzione alla termovalorizzazione dei rifiuti.* Milano: Franco Angeli, 2006.
- [20] Silea, Diagrammi P&I dell'impianto.
- [21] Carlo Osnaghi, *Teoria delle turbomacchine.* Bologna: Società editrice Esculapio, 2002.
- [22] Claudio Ribassi, "Analisi energetica ed impiantistica del sistema di produzione di acqua surriscaldata per teleriscaldamento A2A di Cassano

- d'Adda, ".
- [23] Daniele Perretta, "Techno-economical and environmental analysis for the conversion to cogeneration of the Silea waste-to-energy plant in Valmadrera (Lecco)," 2009.
- [24] ENEA, "Quadro strategico nazionale 2007 - 2013: valutazione dell'impatto potenziale dei programmi operativi FESR sulla riduzione delle emissioni di gas serra," 2010.
- [25] www.apat.gov.it.
- [26] www.enea.it.
- [27] ENEA, "Rapporto sul recupero energetico dei rifiuti urbani in Italia - 1° edizione," 2006.
- [28] Andrea Bartolazzi, *Le energie rinnovabili*.
- [29] ENEA, "Elementi di linee guida per la promozione di sistemi di teleriscaldamento," 2001.
- [30] Renael and APAT, "Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico,".
- [31] Ing. Ettore Filippini and A2A, "Reti di distribuzione: tecnologie e scelte progettuali," 2010.
- [32] Ing. Riccardo Pollini, "Reti di distribuzione: criteri di dimensionamento e realizzazioni pratiche," Bologna, 2010.
- [33] TECNOAPI and ECOFYS, "Studio sul teleriscaldamento in provincia di Torino," 2006.
- [34] Andrea Galliani and Ernesto Pedrocchi, *Analisi exergetica*. Milano: Polipress, 2006.
- [35] Giovanni Lozza, *Turbine a gas e cicli combinati.*, 2006.
- [36] Kristina Holmgren, "Role of a district-heating network as a user of waste-heat supply from various sources – the case of Goteborg," 2006.
- [37] FIPER, *Teleriscaldamento e cogenerazione.*, 2005.
- [38] [ambientediritto](http://www.ambientediritto.it). [Online]. <http://www.ambientediritto.it>
- [39] [electrade](http://www.electrade.it/certificatiVerdi.asp). [Online]. <http://www.electrade.it/certificatiVerdi.asp>
- [40] [lexambiente](http://www.lexambiente.org). [Online]. <http://www.lexambiente.org>
- [41] Gestore Mercati Energetici. [Online]. <http://www.mercatoelettrico.org>
- [42] Parlamento Italiano. [Online]. <http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/08115dl.htm>
- [43] Autorità per l'energia elettrica ed il gas. [Online]. <http://www.autorita.energia.it>
- [44] Wikipedia, l'enciclopedia libera. [Online]. <http://www.wikipedia.it>

- [45] Terna. [Online]. <http://www.terna.it>
- [46] ENEL. [Online]. <http://www.enel.it>
- [47] Silea S.p.A. [Online]. <http://www.sileaspa.it/>
- [48] Alberto Giannone and Stefano Capelli, "Analisi tecnico-economica di un impianto di teleriscaldamento cogenerativo alimentato a biomassa per il comune di Pisogne,".
- [49] Consonni, Giugliano, and Grosso, "Alternative strategies for energy recovery from municipal solid waste Part A: Mass and energy balances," 2004.
- [50] Renzo Capra, "La disciplina del teleriscaldamento: peculiarità e prospettive,".
- [51] Giancarlo Giudici, *Gestire le risorse dell'impresa.*: CLUP - Maggioli, 2002.